

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (ОНД) отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности методов защиты промышленных трубопроводов от коррозии

УДК 622.692.4:620.197

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Валегдинов Назар Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший Преподаватель ОНД	Носова Оксана Владимировна			

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Дукарт Сергей Александрович			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение школы – Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. Кафедрой ОНД

(Подпись) (Дата) Ю.А.Максимова
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврская работа

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Валегдинов Назар Андреевич

Тема работы:

Анализ эффективности методов защиты промысловых трубопроводов от коррозии	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-13/с от 30.03.2021 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16 июня 2021 г.
--	-----------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Пакет технологической информации по месторождениям Западной Сибири, тексты и графические материалы отчетов геологотехнического отдела, фондовая и периодическая литература.</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1. Особенности протекания процесса внутренней коррозии на месторождениях Западной Сибири.</p> <p>2. Особенности пластовых вод Западной Сибири.</p> <p>3. Эффективность применения методов защиты от внутренней коррозии нефтепромысловых трубопроводов.</p> <p>4. Определение влияние параметров потока на интенсивность протекания коррозионных процессов.</p> <p>5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</p> <p>6. Социальная ответственность.</p> <p>7. Заключение.</p>
--	---

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
--	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(если необходимо, с указанием разделов)</i></p>
--

Раздел	Консультант
1. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Дукарт С. А.
2. Социальная ответственность	Старший преподаватель Фех А. И.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.04.2021 г.
--	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Носова Оксана Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Валегдинов Назар Андреевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 111 страниц, 46 рисунков, 12 таблиц, 31 источник.

Ключевые слова: внутренняя коррозия, факторы коррозии, механизм углекислотной коррозии, режимы течения, скорость коррозии, борьба с коррозией.

Объектом исследования является месторождения Западной Сибири.

Цель работы – провести анализ эффективности методов защиты промысловых трубопроводов от коррозии.

Разобраны факторы, влияющие на скорость внутренней коррозии месторождений Западной Сибири, включая активность пластовых вод, прогноз выпадения карбоната кальция и определении структуры потока с помощью программы Unisim design.

Расчеты показали, что, индекс насыщения пластовых вод $SI > 0$, следовательно, в осадок будут выпадать соли в виде карбоната кальция. На основании построенной модели трубопровода Месторождения X определились 5 участков с расслоенным режимом течения.

Эффективным способом борьбы с коррозией является увеличение скорости потока нефтепромыслового трубопровода.

Результаты могут быть использованы при реализации мероприятий по борьбе с внутренней коррозией на месторождениях Западной Сибири.

Обозначения, определения и сокращения

ГЖС – Газожидкостная смесь

НИПИ – Научно-Исследовательский и Проектный Институт

МБТ – Меркаптобензотриазол

ПАВ – Поверхностно-активные вещества

Оглавление

1	Коррозионный процесс	12
1.1	Общие представления о коррозионных процессах	12
1.2	Классификация коррозионных поражений трубопроводов и резервуаров	13
1.3	Факторы коррозионного разрушения трубопроводов	17
1.3.1	Температура и pH воды	17
1.3.2	Содержание кислорода в воде	18
1.3.3	Парциальное давление CO ₂	19
1.3.4	Минерализация воды	21
1.3.5	Структурная форма потока	22
1.4	Механизм углекислотной коррозии	22
1.5	Факторы влияющие, на углекислотную коррозию	24
1.5.1	Влияние рабочего давления	25
1.5.2	Влияние температуры	27
1.5.3	Ингибирование коррозии жидким углеводородом	28
1.5.4	Влияние режима течения	29
1.6	Характеристика подземных вод Западной Сибири	30
2	Методы борьбы с коррозией	33
2.1	Виды борьбы с коррозией	33
2.2	Ингибиторная защита трубопроводов	33
2.2.1	Классификация ингибиторов коррозии	34
2.2.3	Физическая защита трубопроводов	39
2.2.4	Технологический метод	41
3	Расчетная часть	48
3.1	Определения структур течения двухфазного потока в промышленных трубопроводах при коррозионных исследованиях	48
3.2	Влияние скорости потока и диаметра нефтепровода на структуру газожидкостного потока	54
3.3	Анализ полученных результатов	57
3.4	Расчет коррозионных потерь массы трубопроводов	64
	Вывод	65
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	69
4.1	Предпроектный анализ	69
4.2	Планирование управления научно-техническим проектом	73
4.3	Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	83
4.4	Вывод по части финансовый менеджмент	86
5	Социальная ответственность	89

5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	89
5.2	Производственная безопасность	90
5.3	Анализ вредных производственных факторов.....	93
5.3.1	Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	93
5.3.3	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.....	94
5.3.4	Повышенный уровень шума на рабочем месте.....	94
5.4	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	95
5.5	Экологическая безопасность.....	97
5.6	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	99
5.7	Вывод по части социальная ответственность	100
	Заключение.....	101
	Список использованных источников.....	104

Введение

Одной из важной составляющей нефтегазового промысла является транспортировка неподготовленной жидкости если это нефтепромысловый трубопровод до места подготовки или же транспортировка подготовленной жидкости если это магистральный трубопровод до места назначения. По статистическим данным на коррозионный износ приходится от 40 до 50 % аварий нефтепромысловых трубопроводов, стоит отметить что большинство из них перекачивают через себя жидкости с высокой агрессивностью перекачиваемой среды и небольшой толщиной стенки от 3 до 7 мм.

По всему миру насчитывается более 3,5 миллионов км трубопроводов для транспортировки нефти и газа, и, как сообщается, еще более 190 000 км находятся на стадии планирования или строительства. Это примерно в 88 раз больше длины окружности Земли! Стоимость замены трубопроводов оценивается примерно в 640-650 долларов США за км, при этом срок службы инфраструктуры контролируется коррозией. В России стоимость борьбы коррозии оценивается примерно в 7,0 миллиардов долларов США в год! Далее их можно разделить на капитальные затраты (2,7 миллиарда долларов), затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (3,6 миллиарда долларов) и затраты на отказ (0,7 миллиарда долларов). Трубопроводы для транспортировки нефти и газа обычно изготавливаются из углеродистой стали, и значительная часть затрат на техническое обслуживание связана с контролем коррозии. Драйвером расходов на техническое обслуживание является обеспечение безопасной эксплуатации. Неисправность может подвергнуть опасности население, привести к производственным убыткам или нанести ущерб собственности и окружающей среде. Поэтому крайне важно, чтобы инфраструктура трубопровода была защищена коррозии не только снаружи труб, но и изнутри.

Опираясь на статистику и общих сведений о коррозии становится ясно, что нужно направить большое количество усилий на борьбу с внутренней коррозией на месторождениях Западной Сибири.

Продлить срок эксплуатации трубопроводов на нефтегазовом производстве можно благодаря методам борьбы с коррозией. В данной работе будут рассмотрены различные методы и виды борьбы с внутренней коррозией нефтепромысловых трубопроводов Западной Сибири.

Цель работы: провести анализ эффективности методов защиты промысловых трубопроводов от коррозии.

Для достижения цели решались следующие задачи:

- Изучение научной литературы и технологических регламентов по проблеме внутренней коррозии;
- Исследование причин возникновения внутренней коррозии на месторождениях Западной Сибири;
- Изучение основных методов борьбы с внутренней коррозией трубопровода;
- Проведение компьютерного моделирования трубопровода в среде UNISIM DESIGN для определения структуры ГЖС;
- Изменение структуры потока путем изменения скорости.

1 Коррозионный процесс

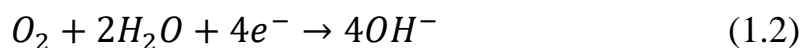
Существуют различные определения коррозии, определение, используемое NACE International (NACE), основной вспомогательной организацией в коррозионной промышленности, - это “Ухудшение состояния материала, обычно металла, которое возникает в результате реакции с окружающей средой.” Что касается коррозии трубопроводов, то этот металл представляет собой линейно-трубную сталь, состоящую в основном из железа с одним-двумя процентами сплава по прочности и ударной вязкости (сплавы были определены по существу не имеющими отношения к процессу коррозии). В отношении внешней коррозии, окружающая среда будет представлять собой грунтовые воды или влажную почву для наземных трубопроводов и морскую воду для морских трубопроводов. Для внутренней коррозии окружающей средой будет вода, содержащая хлорид натрия (соль), сероводород и/или углекислый газ. Ухудшение будет заключаться в растворении железа в окружающей среде, что снижает прочность трубопровода. Когда железо растворяется, оно превращается в положительно заряженный ион [1].

1.1 Общие представления о коррозионных процессах

Основой образования коррозии является анодная реакция (формула 1.1). Процесс представлен на рисунке 1.1:



Электроны, полученные в результате реакции, перемещаются по металлической трубе в другое место, где они в свою очередь, расходуются в реакции, которая производит гидроксильные ионы. Специфическая реакция зависит от природы электролита, но обычно представляет собой одну из следующих:



Реакции, представленные выше, называются катодными. Движение ионов через электролит завершает электрическую цепь. Ионы железа обычно вступают в реакцию с водой или кислородом и образуют осадок называемый ржавчиной или же в некоторых случаях образование какого-либо оксида железа в осадке. Анодный и катодный компоненты коррозионной ячейки могут находиться рядом друг с другом или разделены большими расстояниями [1].

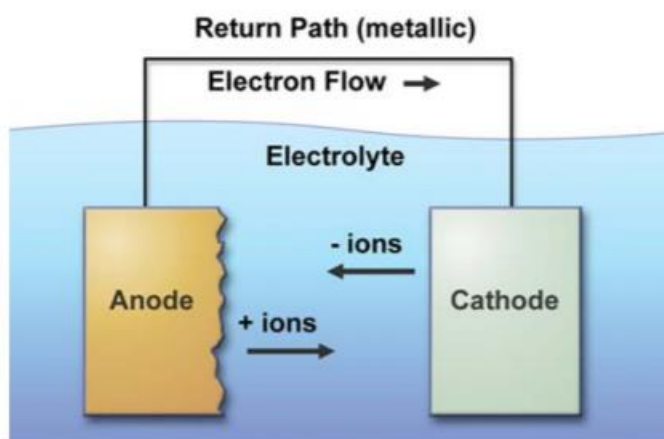


Рисунок 1.1—Элементарная коррозионная ячейка

1.2 Классификация коррозионных поражений трубопроводов и резервуаров

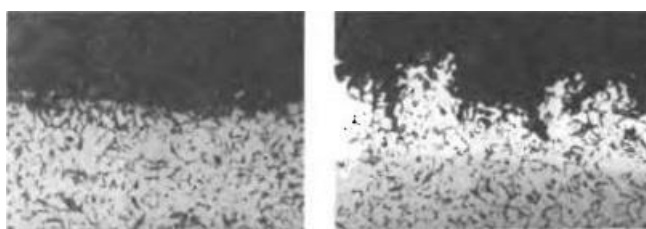
В современные науки существуют несколько классификаций как по механизму протекания химической коррозии, окислительно-восстановительные реакции лежат в большинстве коррозионных процессов. Разлагающийся металл является восстановителем, окисляясь. При температуре выше 300 °С железо будет свободно окисляться с кислородом, а сероводород при чуть меньшей температуре равной 260 °С и выше. При наличии влаги энергия активации чуть ниже чем в отсутствии влажного климата, молекул воды, изменяется и механизм всей реакции. С коррозией трубопровода и металла немного все иначе, так как это является электрохимической реакцией. Так как основные кинетические законы реакций отличаются вот химических, то затормозить коррозию практически невозможно.

Так же ученые создали классификацию поражения нефтепромысловых труб. По характеру они разделяются на общую, местную или локализованную. Общая-коррозия, распространяющаяся по всей поверхности изображена на рисунке 1.2



Рисунок 1.2– Общая коррозия на поверхности трубопровода на участке разрушенной изоляции.

Если скорость коррозии на всех участках одинакова, то она считается равномерной, неравномерной если наблюдаются разные размеры поражения на определенном участке (рисунок 1.2)



а)

б)

Рисунок 1.3– Поперечное сечение образцов углеродистой стали, пораженных общей коррозией ($\times 80$): а– равномерная коррозия, б – неравномерная коррозия

Общая коррозия считается менее опасной чем другие виды коррозии, так как, выявления участков происходит под наблюдением дефектоскопистов и является не сложным процессом.

Если же скорость коррозии равномерная, то за счет увеличения уплотнения стенки трубопровода можно добиться надежной эксплуатации трубопровода. Основная опасность общей коррозии направлена на уменьшении толщины стенки, что в дальнейшем приведет к минимизации предельной нагрузки конструкции, и соответственно к пластической деформации всего участка трубопровода, что не желательно для производства. Язвенная коррозия, наиболее характерная для магистральных трубопроводов и резервуаров, и является локальным видом поражения. Язвенная коррозия – это разрушение поверхности, которое развивается на отдельных участках, причем площадь пораженной поверхности, как правило, превышает ее глубину (рисунок 1.4). Как и общую коррозию, язвенную легко обнаружить визуально. При проведении ультразвуковой дефектоскопии резервуаров и трубопроводов участки с язвенным поражением могут не попасть в область дефектоскопа и остаться незамеченными. Соответственно язвенное поражение опаснее общего. Так же, как и неравномерная общая коррозия, язвенная может привести к появлению свища (рисунок 1.5). Язвенная коррозия развивается обычно с внешней стороны трубы под слоем изоляции или, чаще, на участках разрушенной изоляции. На внутренней поверхности труб в участках скопления электролита из транспортируемого продукта иногда появляются язвы, напоминающие ручейки – поражение протяженной формы. Часто такой вид коррозии называют ручейковой или канавочной, хотя, строго говоря, это – язвенное поражение. Оно характерно для внутри промысловых трубопроводов и на магистральных практически не встречается. Питтинговая (точечная) коррозия – вид локального разрушения, при котором глубина пораженного участка несоизмеримо велика по сравнению с его площадью (рисунок 1.6).



Рисунок 1.4–Язвенная коррозия

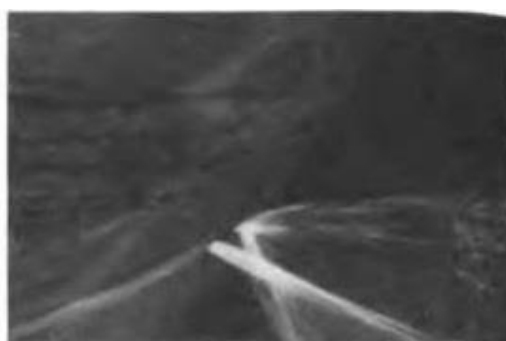


Рисунок 1.5– Свищ на участке сквозного язвенного поражения



Рисунок 1.6– Питтинговая коррозия алюминиевой трубы

Питтинговая коррозия развивается на пассивированных участках при локальном нарушении этого состояния. Иногда она встречается на дне резервуаров, с покрытием из карбонатных отложений. Такой вид коррозии чаще встречается в нержавеющих сталях.

Щелевая коррозия– поражения которые можно встретить в зазорах и щелях. Для нее характерна быстрая скорость развития.

Наиболее опасный вид коррозии является растрескивание.



Рисунок 1.7–Коррозионная трещина

Под действием активной среды и растягивающих нагрузок появляется такой тип разрушений. Скорость роста очень маленькая на первых этапах, но с появлением максимальных размеров происходит большой рост, который приводит к серьезной проблеме аварийной ситуации на производстве. Такой вид встречается в магистральных трубопроводах. Помимо этого, существует еще целый ряд локальных коррозий к ним относятся: межкристалльная, очень маленькая толщина пораженного участка и другие. Ещё можно классифицировать поражения по характеру коррозионной среды, например, атмосферная коррозия которая появляется под действием атмосферного воздуха на металл или же грунтовая коррозия, под действием почв и грунтов, есть много разновидностей такие как морская, щелочная и многое другое [2].

1.3 Факторы коррозионного разрушения трубопроводов

1.3.1 Температура и pH воды

Влияние водородного показателя разделяют на 3 зоны с разновидностью водородного показателя от 1 до 13:

- 1 зона водородный показатель ниже 4,3: Скорость корродирования очень быстро возрастает при понижении pH

- 2 зона водородный показатель варьируется от 4,3 до 9-10. На данном этапе скорость коррозии почти не зависит от pH
- 3 зона водородный показатель принимает значения от 9-10 до 13, при увеличении водородного показателя скорость коррозии убывает с окислением среды и практически не действует при pH=13(сильнощелочной среды) [3]

В первой зоне на катоде протекает реакция разряда ионов водорода и образование молекулярного водорода во второй и третьей зоне - идет реакция образования ионов гидроксила OH^- .

Повышение температуры ускоряет анодные и катодные процессы, так как увеличивает скорость движения ионов, а, следовательно, и скорость коррозии [4].

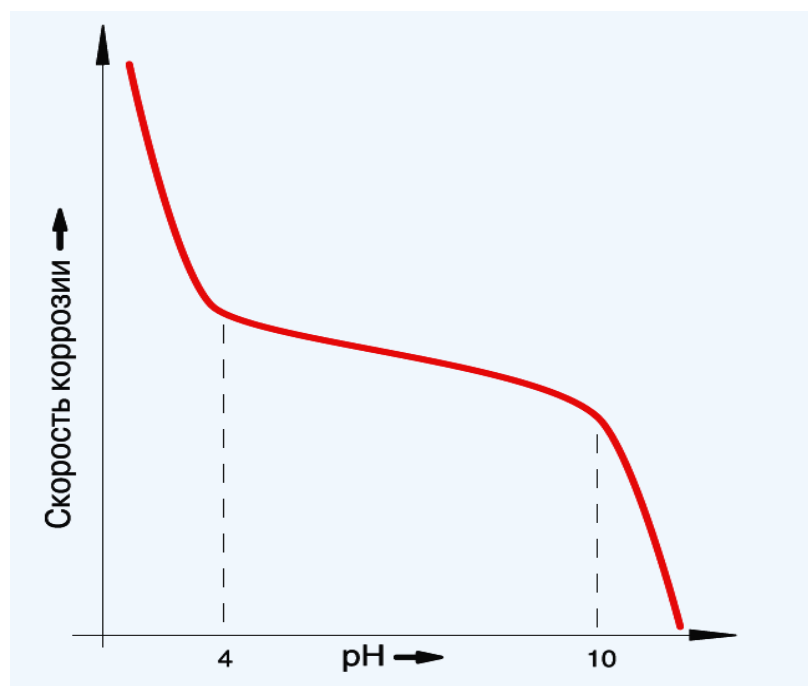


Рисунок 1.8–Влияние величины pH на скорость коррозии

1.3.2 Содержание кислорода в воде

На рисунке 1.9 показано изменении скорости коррозии при появлении в контактирующей среде кислорода при кислой среде железо подвергается

интенсивной коррозии, если в воде есть растворенный кислород, то коррозия будет проходить и в кислой и в щелочной среде.

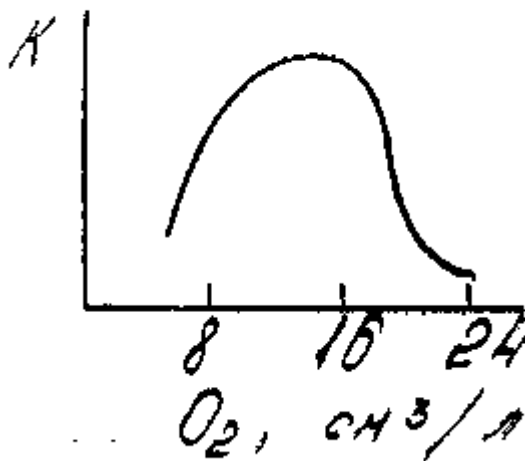


Рисунок 1.9—Влияние кислорода на коррозию

1.3.3 Парциальное давление CO_2

При содержании в пластовых водах свободной кислоты CO_2 происходит разрушение металла коррозией. При одинаковых значениях водородного показателя в углекислотной среде корродирование происходит сильнее чем в растворах сильных кислот.

При парциальном давлении в 0,2 МПа среды считаются коррозионно неопасными, при повышении до 0,2 МПа наблюдаются средние по значению скорости коррозии, при значениях парциального давления в системе выше 0,2 среда является высокоррозионной.

Влияние парциального давления на коррозионную активность, объясняется формами нахождения CO_2 в водных средах:

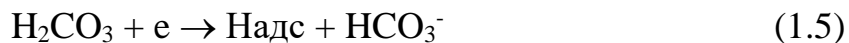
- растворенный газ (CO_2);
- недиссоциированные молекулы H_2CO_3 ;
- бикарбонат ионы HCO_3^- ;
- карбонат-ионы CO_3^{2-} .

В равновесных условиях соблюдается баланс между всеми формами:

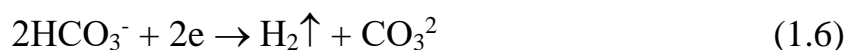


CO₂ может влиять по двум причинам:

1. Молекулы H₂CO₃ непосредственно участвуют в катодном процессе:



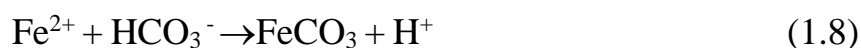
2. Катодному восстановлению подвергается бикарбонат-ион:



3. H₂CO₃ играет роль буфера и поставляет ионы водорода H⁺ по мере их расходования в катодной реакции (1.3.3.4):



При взаимодействии Fe²⁺ с HCO₃⁻ или H₂CO₃ образуется осадок карбоната железа FeCO₃:



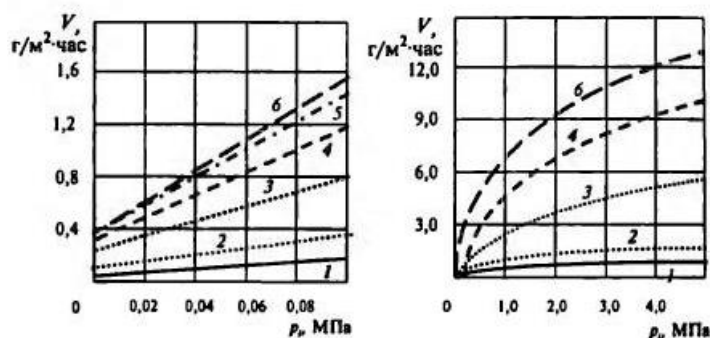
Все исследователи обращают внимание на огромное влияние продуктов коррозии железа на скорость процесса коррозии.



Эти осадки являются полупроницаемыми для коррозионно-агрессивных компонентов среды и замедляют скорость разрушения металла.

Таким образом, можно выделить две характерные особенности действия диоксида углерода.

1. Увеличение выделения водорода на катоде.
2. Образование карбонатно-оксидных пленок на поверхности металла.



а-при низких парциальных давлениях

б-при высоких парциальных давлениях

1-10 °C ; 2-20 °C; 3-40 °C; 4-60 °C; 5-80 °C; 6-95 °C [9]

1.3.4 Минерализация воды

При увеличении концентрации соли в воде до определенного момента ускорит процесс коррозии в следствии повышения электропроводности среды, так как соль является электролитом в водном растворе.

Уменьшение скорости коррозии связано с тем, что:

- 1) уменьшается растворимость газов, CO_2 и O_2 , в воде;
- 2) возрастает вязкость воды, а, следовательно, затрудняется диффузия, подвод кислорода к поверхности трубы [4].

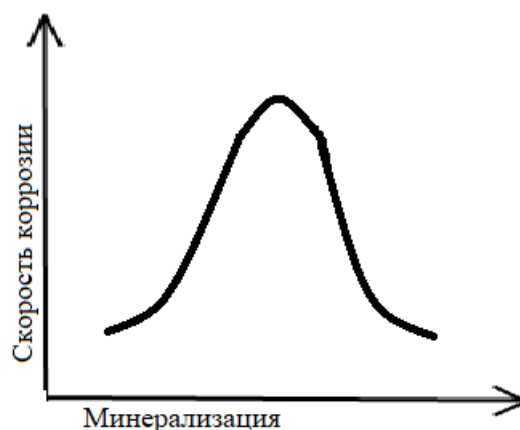


Рисунок 1.11—Зависимость минерализации от коррозии

1.3.5 Структурная форма потока

При разных ГЖС наблюдаются разный характер коррозии, наблюдается 7 основных структур: пузырьковая, пробковая, расслоенная, волновая, снарядная, кольцевая и дисперсная. Самой опасной с точки зрения коррозии является расслоенная форма ГЖС, так как она способствует образованию общей и питтинговой коррозии в нижней образующей трубы особенно при выделении в отдельную фазу воды с содержанием соли. Пробково-дисперсная может способствовать коррозионно-эрозионному износу трубопровода по нижней части трубопровода [3].

1.4 Механизм углекислотной коррозии

Углекислотная (CO_2) коррозия является одной из наиболее изученных форм коррозии в нефтегазовой промышленности. Сырая нефть и природный газ из нефтяного пласта / газовой скважины обычно содержат некоторый уровень CO_2 . Основная проблема, связанная с коррозией CO_2 в нефтегазовой промышленности, заключается в том, что коррозия CO_2 может привести к отказу оборудования, особенно основных скважинных труб и магистральных трубопроводов, и, таким образом, может нарушить добычу нефти/газа. Основные механизмы коррозионной реакции CO_2 были хорошо поняты и приняты многими исследователями [5]. Основные химические реакции

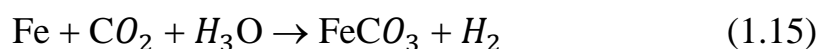
включают растворение CO_2 и гидратацию с образованием уголекислоты, как показано в уравнениях (1.11) и (1.12).



Затем уголекислота диссоциирует на бикарбонат и карбонат в две стадии, как в уравнениях (1.13) и (1.14),



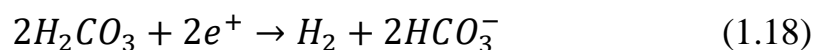
Коррозия CO_2 представляет собой электрохимическую реакцию с общей реакцией, приведенной в уравнении (1.15)



Таким образом, коррозия CO_2 приводит к образованию продукта коррозии $FeCO_3$, который при осаждении может образовывать защитную или не защитную накипь в зависимости от условий окружающей среды [6]. Электрохимические реакции на поверхности стали включают анодное растворение железа, как указано в уравнении (1.16)



Катодными реакциями являются реакция восстановления протонов и прямое восстановление уголекислоты, как в уравнениях (1.17) и (1.18)



Несмотря на более чем три десятилетия интенсивных исследований, до сих пор неизвестно, какая из двух реакций (1.17) и (1.18) действительно происходит на поверхности металла. Следовательно, чистый катодный ток считался суммой токов двух катодных реакций. Было высказано предположение, что прямое восстановление бикарбонат-иона становится важным при более высоком pH [7].

1.5 Факторы влияющие, на углекислотную коррозию

Благодаря зарубежным авторам из Xinkiang Petroleum Engineering CO, Ltd, China Petroleum Engineering and Construction Corporation, Китай которые моделировали внутреннюю коррозию в газожидкостных сборных трубопроводах, можно выявить ряд факторов которые влияют на внутреннюю коррозию CO_2 [30].

Трубопровод моделировался с помощью математических моделей программы HYSYS (V 14.0). Схема моделирования показана на рисунке 1.12.

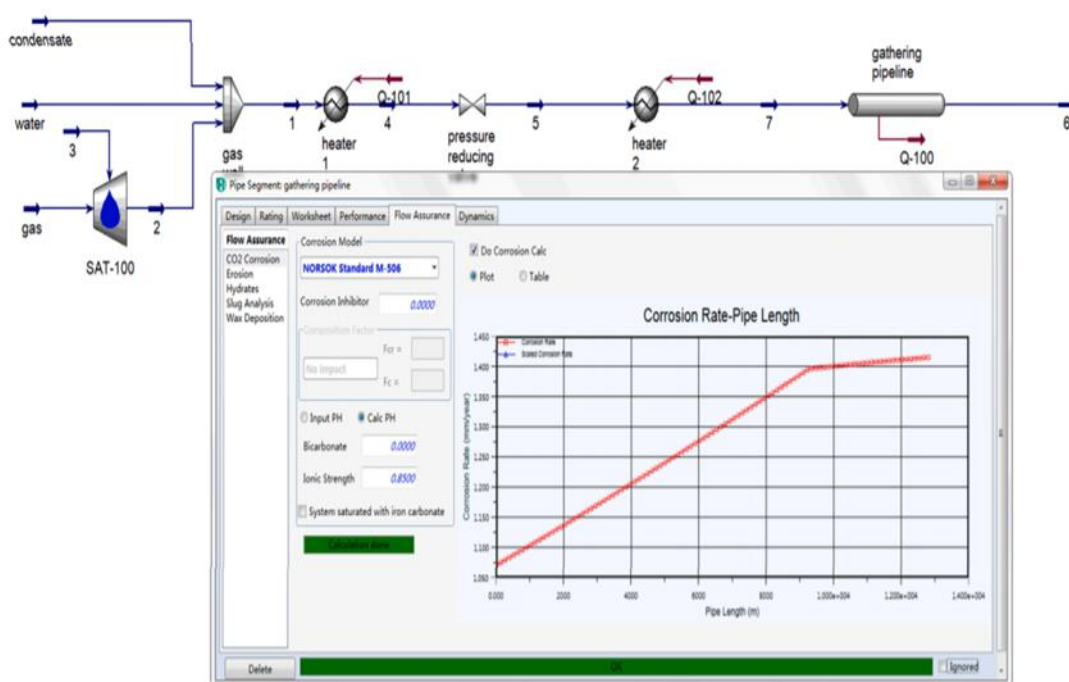


Рисунок 1.12— Технологическая схема сборного трубопровода смоделированного в среде HYSYS [30]

Поток жидкости характеризовался следующим составом рисунок 1.13:

Table 1
Simulation basis and feed conditions.

Property	Condition		
Temperature	30 ~ 55 °C		
Pressure	0.2 ~ 17 MPa		
Iron carbonate	0.85kmol/m ³		
Components	Fluid, Mol. %		
	Natural gas	Condensate	Water
Methane	92.759	0.000	–
Ethane	3.130	1.082	–
Propane	0.565	2.265	–
i-Butane	0.103	1.292	–
n-Butane	0.118	2.930	–
i-Pentane	0.049	2.362	–
n-Pentane	0.030	2.436	–
n-Hexane	0.038	5.825	–
n-Heptane	0.030	17.784	–
n-Octane	0.000	16.471	–
n-Nonane	0.000	10.082	–
n-Decane	0.000	7.544	–
n-C ₁₁	0.000	5.725	–
n-C ₁₂	0.000	5.130	–
n-C ₁₃	0.000	4.012	–
n-C ₁₄	0.000	3.952	–
n-C ₁₅	0.000	2.738	–
n-C ₁₆	0.000	1.869	–
n-C ₁₇	0.000	1.577	–
n-C ₁₈	0.000	1.213	–
n-C ₁₉	0.000	0.930	–
n-C ₂₀	0.000	0.705	–
n-C ₂₁	0.000	0.515	–
n-C ₂₂	0.000	0.421	–
n-C ₂₃	0.000	0.333	–
n-C ₂₄	0.000	0.230	–
n-C ₂₅	0.000	0.184	–
n-C ₂₆	0.000	0.120	–
n-C ₂₇	0.000	0.091	–
n-C ₂₈	0.000	0.066	–
n-C ₂₉	0.000	0.052	–
n-C ₃₀	0.000	0.066	–
CO ₂	1.500	0.000	–
H ₂ O	0.061	0.000	100.000
N ₂	1.618	0.000	–
Flow rate/cut	0.5 ~ 10.0 m/s	0 ~ 0.180 wt%	0 ~ 0.018 wt%

Рисунок 1.13–Характеристика состава потока жидкости газосборного трубопровода [30]

1.5.1 Влияние рабочего давления

Рабочее давление непосредственно влияет на коррозию CO₂, влияя на парциальное давление CO₂, pH и напряжение сдвига. На рисунок 1.14 показаны кривые распределения парциального давления CO₂, pH, напряжения сдвига и скорости коррозии CO₂ для изменения рабочего давления. Как показано на рисунок 1.14 (а) парциальное давление CO₂ увеличивается с увеличением рабочего давления, но уменьшается с увеличением длины трубопровода. Причиной этого можно объяснить увеличение перепада давления в трубопроводе с увеличением длины трубопровода. На рисунок 1.14 (б) показано pH, рассчитанный с помощью HYSYS, увеличивается с рабочим давлением и уменьшается с длиной трубопровода. На рисунок 1.14 (в)

показаны результаты сдвиговых напряжений вдоль трубопровода при различном рабочем давлении. Напряжение сдвига, в частности, связано со скоростью, плотностью и вязкостью газа. Более высокое рабочее давление обычно приводит к более высокой плотности и вязкости при заданной скорости, следовательно, напряжение сдвига увеличивается с рабочим давлением. Скорость коррозии CO_2 является функцией напряжения сдвига, pH, температуры и парциального давления CO_2 . Из-за увеличения pH с рабочим давлением кривые скорости коррозии CO_2 вдоль трубопровода уменьшаются с увеличением рабочего давления, что наблюдается на рисунке 1.14 (г), хотя увеличение напряжения сдвига с рабочим давлением должно увеличить скорость коррозии CO_2 , pH играет главную роль в контроле скорости коррозии CO_2 [30].

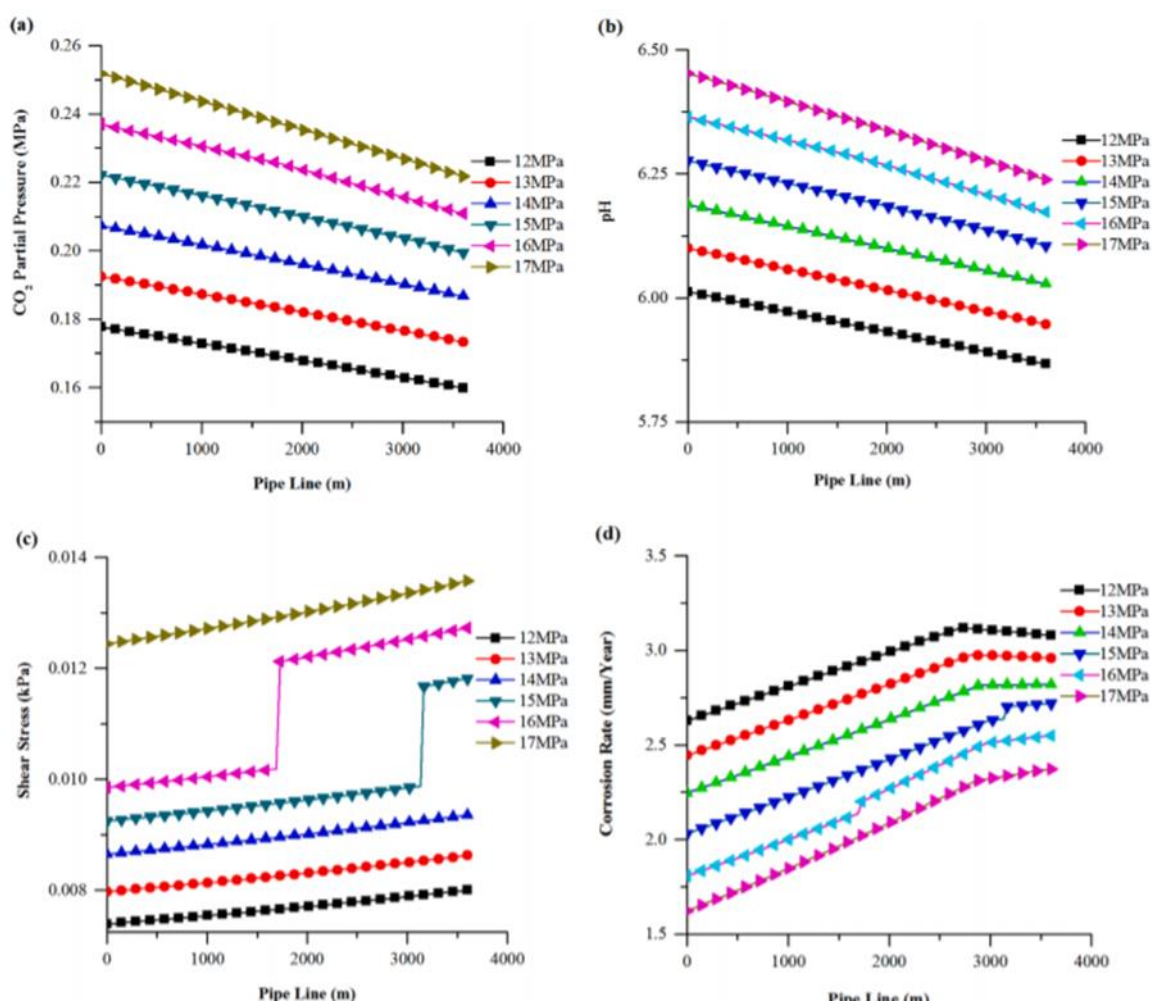


Рисунок 1.14 – Приведены результаты изменения парциального давления CO_2 , pH, напряжения сдвига и скорости коррозии для сборного трубопровода при различном рабочем давлении [30] .

1.5.2 Влияние температуры

Рабочая температура ускоряет скорость коррозии несколькими способами, такими как электрохимический, химический, транспортный и т. д. Температура ускоряет химические реакции в объемном растворе и электрохимические реакции на поверхности стали за счет увеличения скорости реакции. Температура также может ускорить процесс массообмена, уменьшая вязкость раствора. Предыдущие исследования, опубликованные в литературе, показали, что скорость коррозии неуклонно увеличивается с температурой [30], но эти случаи были изучены в статическое состояние и не учитывали pH и напряжение сдвига, заряженные рабочей температурой. В данной работе приведены результаты влияния pH, напряжения сдвига и скорости коррозии сборного трубопровода при различных рабочих температурах (Рисунок 1.16). Как показано на рисунок 1.15 (а), pH увеличивается с повышением рабочей температуры, и причиной этого является то, что повышение температуры приведет к снижению растворимости CO_2 , что приведет к высокому pH. На рисунок 1.15 (б) показано, что напряжение сдвига также возрастает с повышением рабочей температуры, особенно при $45 \sim 50^\circ \text{C}$, причем напряжение сдвига резко возрастает, чувствительность рабочего давления для напряжения сдвига составляет около $45 \sim 50^\circ \text{C}$. На рисунок 1.15 (в) показано, что коррозия CO_2 начинает увеличиваться с увеличением рабочей температуры до достижения максимальной скорости коррозии $2,35 \text{ мм/год}$ при 45°C , затем скорость коррозии уменьшается с повышением температуры до 55°C . При температуре ниже 45°C скорость коррозии увеличивается с температурой, поскольку ведущую роль играет влияние напряжения сдвига. Но при температуре выше 45°C эффект увеличения pH будет играть центральную роль [30] .

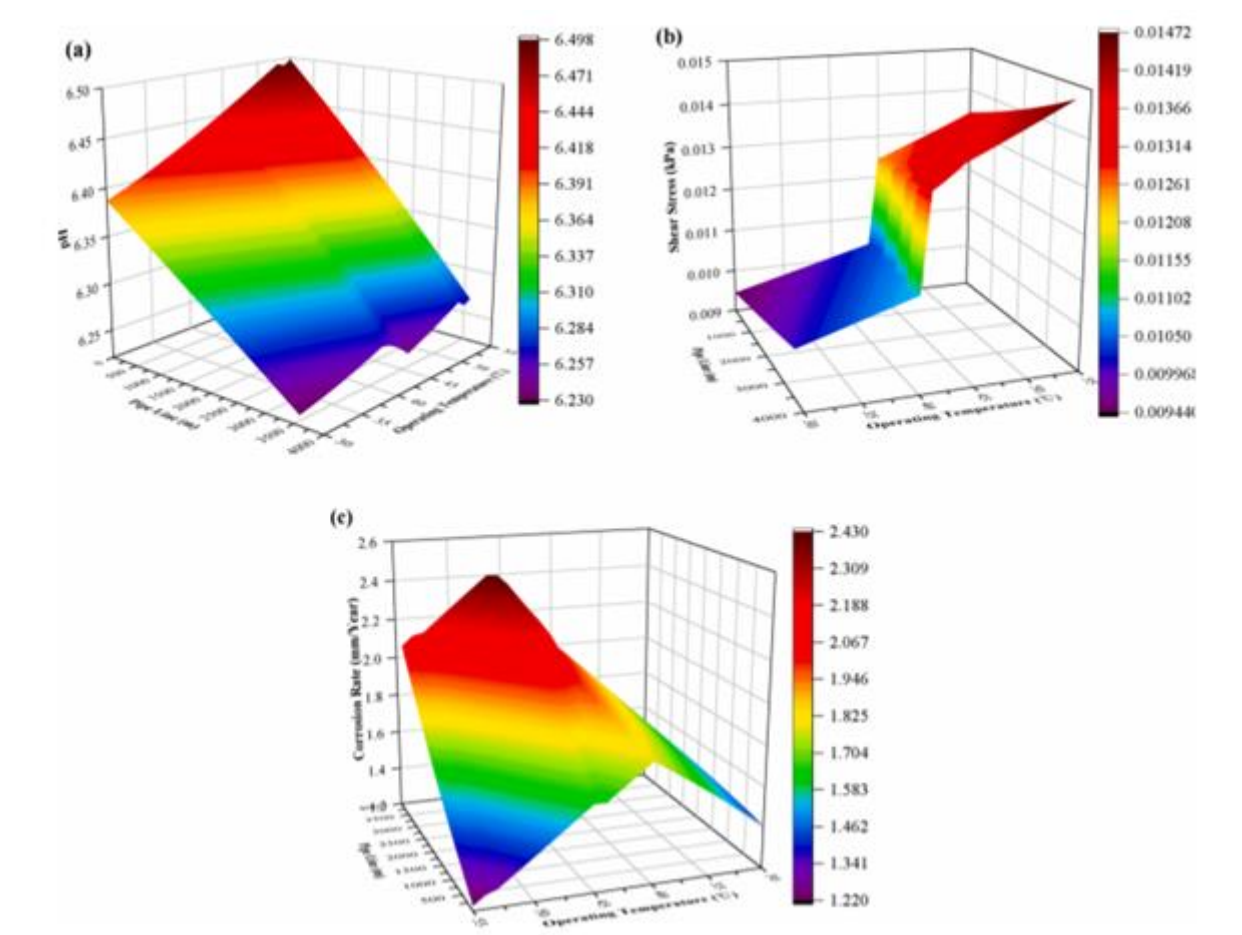


Рисунок 1.15– Приведены результаты определения pH, напряжения сдвига и скорости коррозии сборного трубопровода при различных рабочих температурах [30].

1.5.3 Ингибирование коррозии жидким углеводородом

Обычно считается, что скорость коррозии может быть ингибирована жидким углеводородом, присутствующим в трубопроводе. Первый – это эффект смачиваемости относится и к гидродинамическому состоянию, при котором жидкий углеводород увлекает воду и препятствует ее смачиванию стальной поверхности (непрерывно или прерывисто) [30]. Второй эффект-ингибирование коррозии некоторыми компонентами жидкого углеводорода, достигающего поверхности стали либо при непосредственном контакте, либо при первом разделении на водную фазу [30]. Метанол, этиленгликоль и триэтиленгликоль часто добавляют в систему трубопроводов для предотвращения образования гидратов. В очень немногих доступных исследованиях предполагалось, что основное ‘ингибирующее’ действие

этиленгликоля и метанола на коррозию происходит от разбавления водной фазы, что приводит к снижению активности воды [30].

1.5.4 Влияние режима течения

Одной из наиболее сложных проблем является влияние режима течения на коррозию CO_2 , поскольку трубопроводы, несущие газ, конденсат и воду, работают в условиях трехфазного течения. Характер течения, который можно найти в трубопроводах, обычно представляет собой пробковый и кольцевой поток. В жидкой фазе вода и конденсат могут течь разделенными или смешанными, причем одна фаза непрерывна, а другая течет в виде дисперсной фазы.

Различные схемы течения приводят к различным механизмам смачивания поверхности стали которые сильно влияют на коррозию [30]. При отсутствии защитных слоев многофазный поток может привести к очень высоким флуктуирующим скоростям массопереноса, которое влечет последствия влияния на коррозию. С этим связаны еще большие колебания поверхностного напряжения сдвига, которые могут привести к удалению защитной пленки и/или ингибиторов.

Для изучения влияния режима течения на скорость коррозии моделируется наклонный трубопровод высотой – 90 м. Пробковый режим наблюдается, когда доля конденсата достигает 0,168 мас. %, и режим течения всегда является кольцевым потоком, когда процент конденсата ниже 0,168 мас.%. Следовательно, процент конденсата 0,168 мас. % и 0,167 мас. % используются для моделирования пробкового и кольцевого режима течения потока соответственно, а разность чисел очень мала, что позволяет игнорировать влияние разности скоростей жидкости на напряжение сдвига.

Было проведено обширное имитационное исследование скорости коррозии CO_2 в системе сборных трубопроводов. На основании анализа влияния различных факторов на скорость коррозии CO_2 можно сделать следующие выводы:

Наличие CO_2 и воды в газе может вызвать коррозию в коллекторных трубопроводах с высоким давлением и зависит от условий эксплуатации.

Увеличение рабочего давления приводит к увеличению рН и снижению скорости коррозии CO_2 при рабочем давлении более 10 МПа и содержание раствора 0,85 кмоль/м³ карбоната железа.

Скорость коррозии CO_2 не всегда увеличивается с температурой и достигает максимального значения при 45 °С, а затем уменьшается с дальнейшим повышением температуры.

Высокая скорость газа приведет к высокой скорости коррозии.

Чтобы избежать коррозии CO_2 , лучшим способом является отделение свободной воды от углеводорода до того, как он попадет в сборные трубопроводы, и меньшее количество свободной воды, присутствующей в трубопроводе, может привести к более серьезной коррозии, чем большое количество свободной воды.

Скорость коррозии может быть ингибирована жидким углеводородом и гликолем. Параметры трубы обычно оказывают значительное влияние на напряжение сдвига трубы при тех же условиях эксплуатации, а большой диаметр и горизонтальный трубопровод рекомендуется применять для снижения скорости коррозии CO_2 . Напряжение сдвига и скорость коррозии резко возрастут, когда появится пробковый режим, и поскольку он образуется в виде импульса, увеличение напряжения сдвига и коррозии должно быть областью, а не точным значением [30].

1.6 Характеристика подземных вод Западной Сибири

Ближе к Анабаро-Лаптевского бассейна воды имеют хлоридный натриевый состав с минерализацией от 52,3 до 350 г/дм³. Отношение Са к Сl составляет от 0,33 до 0,65. Благодаря исследованию Новикова Д.А. можно сделать вывод, что чаще всего на месторождениях Западной-Сибири встречаются воды хлоркальциевого типа, хлоридной, натриевой или гидрокарбонатной подгруппе. Так же может встречаться гидрокарбонатный

тип или гидрокарбонатная группа, но они по составу практически не отличаются.

Были взяты данные ионного состава пластовой воды месторождения X, данные приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1–Ионный состав пластовых вод месторождения X [16]

Трубопровод	М, мг/л	рН	Содержание химического состава					
			Cl^-	Ca^{2+}	HCO_3^-	SO_4^-	CO_2	
X	35508	8,37	20869	824	756	10	133	0

По химическому составу можно сделать вывод, что воды этого месторождения относятся к хлоркальциевому типу по классификации Сулина.

По эмпирическому уравнения У. Ланжелье определим индекс насыщения карбонатом пластовые воды Месторождения X.

Для этого рассчитаем ионную силу раствора:

$$I = \frac{1}{2} \sum C_i \cdot Z_i^2 \quad (1.19)$$

$$I = 0,5 \cdot ((0,0205 \cdot 2 \cdot 2) + (0,0114 \cdot 2 \cdot 2) + (0,3799 \cdot 1 \cdot 1) + (0,0028 \cdot 2 \cdot 2) + (0,0001 \cdot 2 \cdot 2) + (0,5878 \cdot 1 \cdot 1) + (0,0123 \cdot 1 \cdot 1) + (0,0025 \cdot 2 \cdot 2) + (0,0056 \cdot 2 \cdot 2)) = 0,5764 \left(\frac{\text{моль}}{\text{л}} \right) \quad (1.20)$$

Вычислим коэффициенты активных ионов Ca^{2+} , HCO_3^- . А также $pa_{Ca^{2+}}$ и $pa_{HCO_3^-}$, в таблице 1.2 приведены результаты расчетов:

Таблица 1.2–Результаты расчетов коэффициентов

$f_{Ca^{2+}}$	$f_{HCO_3^-}$	$a_{Ca^{2+}}$	$a_{HCO_3^-}$	$pa_{Ca^{2+}}$	$pa_{HCO_3^-}$
0,51	0,08	0,01	0,01	2,15	2,61

Рассчитываем pK_2 и pPP_{CaCO_3} при 30°C по формулам [9]:

$$\lg G = \frac{959,32}{t+273,2} - 4,6795 \quad (1.21)$$

$$\lg K_2 = -10,330 + 2,07 \cdot \left(1 - \frac{298,2}{30+273,2}\right) = 10,33 \quad (1.22)$$

$$\lg K_1 = -6,352 + 2,07 \cdot \left(1 - \frac{298,2}{30+273,2}\right) = -6,31 \quad (1.23)$$

$$\lg p\text{П}_{\text{CaCO}_3} = -8,482 - 2,6 \left(1 - \frac{298,2}{30+273,2}\right) = -8,52 \quad (1.25)$$

$$\text{pH}_2 = \log 10(K_2) = \log 10(10,33) = 10,12 \quad (1.26)$$

$$\begin{aligned} \text{pH}_s = \text{pH}_2 - \lg(p\text{П}_{\text{CaCO}_3}) + \text{p}a_{\text{Ca}^{2+}} + \text{p}a_{\text{HCO}_3^-} = 10,12 - 8,52 + 2,15 + \\ 2,61 = 6,53 \end{aligned} \quad (1.27)$$

$$\text{SI}_{\text{CaCO}_3} = \text{pH} - \text{pH}_s = 8,37 - 6,53 > 0 \quad (1.28)$$

Следовательно, так как индекс насыщения положительный, то водная фаза продукции скважин, которая течет по нефтепромысловому трубопроводу интенсивно выделяет карбонат кальция.

В результате расчетов можно сказать что коррозия на данных участках трубопровода протекает в следствии выпадения осадка на низлежащей стенке трубопровода карбонатов кальция CaCO_3 . Этот же осадок может отслаиваться в виде защитной пленки под действием мехфакторов в виде абразивности взвешенных частиц, вибрации вызванные прохождением застрявших газовых пробок и так далее. Очищенный участок металла, и остальная поверхность трубы образуют электрогальваническую макропару, где анодом служит металл, а катодом поверхность трубы и происходит интенсивность процесса коррозии.

2 Методы борьбы с коррозией

2.1 Виды борьбы с коррозией

В мире существует 3 основных метода борьбы с коррозией которые делятся на виды [29]:

- Технологический метод
- Физический метод
- Химический метод

Наименование метода	Способ антикоррозионной защиты
Технологический	Ограничение доступа кислорода
	Снижение скорости потока
	Понижение температуры жидкости
	Уменьшение водопритока в скважине
	Применение реагентов и технологических растворов с низкой коррозионной активностью
	Предупреждение смешивания коррозионно-активной среды с продукцией
	Исключение применения пластовой воды, зараженной сульфатвосстанавливающими бактериями
	Применение технологии внутритрубой очистки
Физический	Анодная защита
	Применение защитных покрытий
	Использование коррозионно-стойких материалов
Химический	Применение ингибиторов коррозии

Рисунок 2.1–Виды методов борьбы с коррозией

На рисунке 2.1 изображены виды, которые в свою очередь разделены на способы антикоррозионной защиты.

2.2 Ингибиторная защита трубопроводов

Ингибиторная защита наиболее простая и по оборудованию не занимающая много дополнительной техники и средств технология, способствующая защите трубопроводов. Наиболее часто ингибиторы мешают с водой закачиваемую в пласт, потому как большинство месторождений имеют поздние стадии разработки, которые характеризуются высокой обводненностью что способствует увеличению коррозионной активности. Поэтому при добыче на 3 и 4 стадии разработки нефти характеризуется, тем что нефть будет смешана с большим количеством воды здесь и поможет ингибиторная защита.

Ингибиторы коррозии предназначены для понижения воздействия окружающей среды, а также для уменьшения соприкосновения трубопровода с жидкостью. У ингибиторов защит есть критерии применимости, к примеру, на месторождении ингибитор должен защитить трубопровод как при высоких показателях давления и температур, так и при обычных условиях (температура 40 °C и нормальном атмосферном давлении) поэтому тщательно подобранный ингибитор является важной частью в борьбе с коррозией [15].

2.2.1 Классификация ингибиторов коррозии

Ингибиторы-это химические вещества, которые вступают в реакцию с металлической поверхностью или окружающей средой, которой подвергается эта поверхность, обеспечивая поверхности определенный уровень защиты. Ингибиторы часто работают, адсорбируясь на металлической поверхности, защищая металлическую поверхность, образуя пленку. Ингибиторы обычно распределяются из раствора или дисперсии. Некоторые из них включены в состав защитного покрытия. Ингибиторы замедляют процессы коррозии за счет:

- Увеличение свойств анодной или катодной поляризации (наклона Тафеля)
- Уменьшение перемещения или диффузии ионов на металлическую поверхность

- Повышение электрического сопротивления металлической поверхности

Таблица 2.1–Классификация и разновидности ингибиторов, которые чаще всего встречаются в зависимости от систем где они применяются.

System	Inhibitor	Metals	Concentration
Acids			
HCl	Ethylaniline	Fe	0.5%
	MBT [#]	..	1%
	Pyridine + phenylhydrazine	..	0.5% + 0.5%
	Rosin amine + ethylene oxide	..	0.2%
H ₂ SO ₄	Phenylacridine	..	0.5%
H ₃ PO ₄	NaI	..	200 ppm
Others	Thiourea	..	1%
	Sulfonated castor oil	..	0.5–1.0%
	As ₂ O ₃	..	0.5%
	Na ₃ AsO ₄	..	0.5%
Water			
Potable	Ca(HCO ₃) ₂	Steel, cast iron	10 ppm
	Polyphosphate	Fe, Zn, Cu, Al	5–10 ppm
	Ca(OH) ₂	Fe, Zn, Cu	10 ppm
	Na ₂ SiO ₃	..	10–20 ppm
Cooling	Ca(HCO ₃) ₂	Steel, cast iron	10 ppm
	Na ₂ CrO ₄	Fe, Zn, Cu	0.1%
	NaNO ₂	Fe	0.05%
	NaH ₂ PO ₄	..	1%
	Morpholine	..	0.2%
Boilers	NaH ₂ PO ₄	Fe, Zn, Cu	10 ppm
	Polyphosphate	..	10 ppm
	Morpholine	Fe	Variable
	Hydrazine	..	O ₂ scavenger
	Ammonia	..	Neutralizer
	Octadecylamine	..	Variable
Engine coolants	Na ₂ CrO ₄	Fe, Pb, Cu, Zn	0.1–1%
	NaNO ₂	Fe	0.1–1%
	Borax	..	1%
Glycol/water	Borax + MBT [#]	All	1% + 0.1%
Oil field brines	Na ₂ SiO ₃	Fe	0.01%
	Quaternaries	..	10–25 ppm
	Imidazoline	..	10–25 ppm
Seawater	Na ₂ SiO ₃	Zn	10 ppm
	NaNO ₂	Fe	0.5%
	Ca(HCO ₃) ₂	All	pH dependent
	NaH ₂ PO ₄ + NaNO ₂	Fe	10 ppm + 0.5%

В мире нет точной классификации ингибиторов поэтому разные авторы по-разному классифицируют данные вещества в своих статьях, к примеру, по их функциональности:

- Неорганические ингибиторы: Обычно кристаллические соли, такие как хромат натрия, фосфат или молибден. Только отрицательные анионы этих соединений участвуют в уменьшении коррозии металла. Когда

цинк используется вместо натрия, катион цинка может добавить некоторый полезный эффект. Эти соединения с добавлением цинка называются ингибиторами смешанного заряда.

- Органический анион: Сульфонаты натрия, фосфонаты или МБТ обычно используются в охлаждающих водах и растворах антифриза.
- Органический катионный: в концентрированных формах это либо жидкости, либо воск, как твердые вещества. Их активные части, как правило, представляют собой крупные алифатические или ароматические соединения с положительно заряженными аминными группами.

Однако на сегодняшний день наиболее популярная схема организации состоит из перегруппировки ингибиторов коррозии в функциональную схему следующим образом [14].

Пассивирующие ингибиторы вызывают большой анодный сдвиг потенциала коррозии, заставляя металлическую поверхность переходить в диапазон пассивации. Существует два типа ингибиторов пассивации: окисляющие анионы, такие как хромат, нитрит и нитрат, которые могут пассивировать сталь в отсутствие кислорода, и неокисляющие ионы, такие как фосфат, вольфрамат и молибдат, которые требуют присутствия кислорода для пассивации стали.

Катодные ингибиторы либо замедляют саму катодную реакцию, либо селективно осаждаются на катодных участках, чтобы увеличить поверхностное сопротивление и ограничить диффузию восстанавливаемых видов в эти области. Катодные ингибиторы могут обеспечивать ингибирование тремя различными механизмами: (1) как катодные яды, (2) как катодные осадки и (3) как поглотители кислорода.

Как анодный, так и катодный эффекты иногда наблюдаются в присутствии органических ингибиторов, но, как правило, органические ингибиторы воздействуют на всю поверхность корродирующего металла, когда присутствуют в достаточной концентрации. Органические ингибиторы,

обычно обозначаемые как пленкообразующие, защищают металл, образуя гидрофобную пленку на поверхности металла. Их эффективность зависит от химического состава, молекулярной структуры и сродства к поверхности металла

Эти материалы создают защитную пленку из адсорбированных молекул на поверхности металла, которая обеспечивает барьер для растворения металла в электролите..

Ингибиторы, вызывающие осаждение, представляют собой пленкообразующие соединения, которые оказывают общее действие на поверхность металла, блокируя как анодное, так и катодные участки косвенно. Ингибиторы — осаждения-это соединения, которые вызывают образование осадков на поверхности металла, обеспечивая тем самым защитную пленку. Жесткая вода с высоким содержанием кальция и магния менее агрессивна, чем мягкая вода, из-за склонности солей в жесткой воде осаждаться на поверхности металла и образовывать защитную пленку.

Наиболее распространенными ингибиторами этой категории являются силикаты и фосфаты [10].

Летучие ингибиторы коррозии (ЛИК), также называемые ингибиторами паровой фазы, представляют собой соединения, транспортируемые в закрытой среде к месту коррозии путем испарения из источника.

2.2.2Применение ингибитора

Ввод ингибитора осуществляется на месторождении по следующей блок–схеме рисунок 2.3:

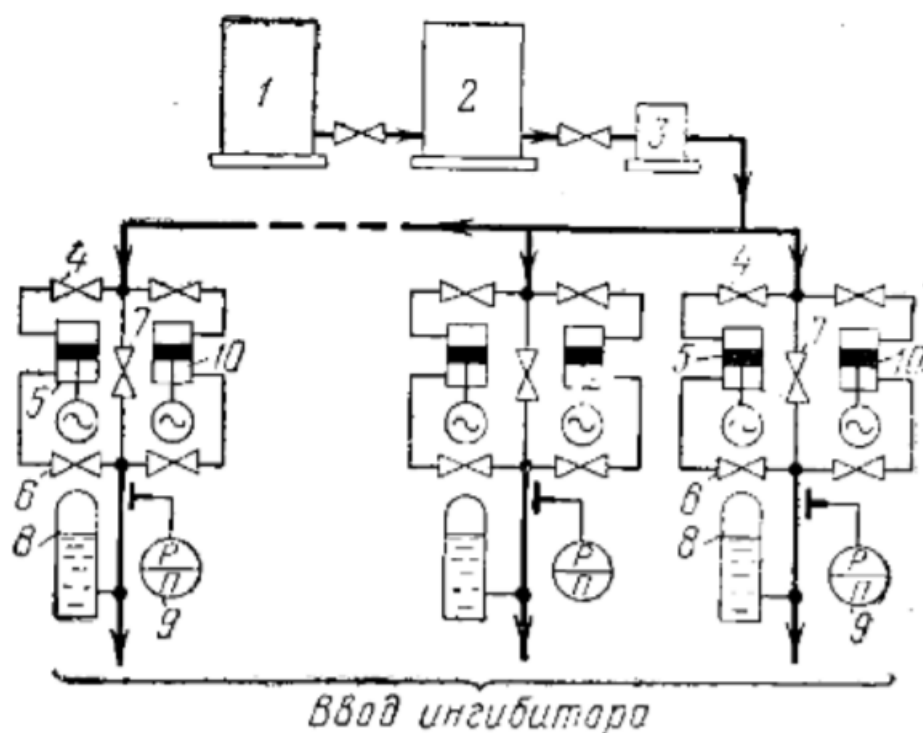


Рисунок 2.3–Технологическая схема подачи ингибитора [17]

Мощность насосов 5,10 регулируется с помощью гаек, изменяющие ход плунжера насоса. Нужное нам вещество поступает из емкости 2 к насосам, которая в свою очередь объединенная с резервом емкостью 1. Имеется так же фильтр очистки, предохранительный клапан защищающий насос от повреждений, при увеличении давления на 30 % больше рабочего предохранительный клапан водит раствор к емкости 2. Чтобы перекрыть попадания жидкости туда куда нам нужно, имеются вентили 4,6,7 которые при закрытие перекрывают ингибиторапровод. 8-это пневматический гидроаккумулятор ,который сглаживает пульсирующий расход вещества. Так же присутствует манометр 9.

Компания ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» проводила опыты закачки ингибитора «КорМастер-1035» в 3 этапа, то есть последовательное снижение дозировки 30, 25 и 20 г/м³, что в свою очередь показало защитный эффект приближенный к 100% точное число составляет 96,6 процентов. В последствии проведения опыта выяснилось, что скорость коррозии после проведения опыта значительно снизилась, а максимальный защитный эффект

показал значение в 97% что видно в таблице 2.1. На рисунке 2.5 представлены диаграммы скоростей коррозии до ингибирования и после закачки, наглядным образом можно увидеть, что на направлении к. 162Б - т.вр.к.106, 161А, 161 (ДНС-13) эффективная дозировка 30 г/м³ так как при ней скорость коррозии минимальная, а значения составляют 0,020 мм/год. Для направления к.203Б - т. вр. ДНС-15 компания выбрала оптимальную дозировку в 25 г/м³, так как при ней значение скорости коррозии составляет 0,041 мм/год это чуть скорости на вышеупомянутом месторождении, но показывает отличные результаты [12].

Таблица 2.2– Сводная таблица результатов коррозионного мониторинга ИК «КорМастер-1035» на Суторминском месторождении[12]

Этап	Направление	Дозировка, г/м ³	Скорость коррозии до испытаний, мм/год	Скорость коррозии после испытаний, мм/год	Защитный эффект, %
I	к. 162Б - т.вр.к.106, 161А, 161 (ДНС-13)	30	0,63	0,020	97
	к.203Б - т.вр. ДНС-15	30	1,40	0,084	94
III	к. 162Б - т.вр.к.106, 161А, 161 (ДНС-13)	25	0,63	0,078	88
	к.203Б - т.вр. ДНС-15	25	1,40	0,041	97
III	к. 162Б - т.вр.к.106, 161А, 161 (ДНС-13)	20	0,63	0,035	94
	к.203Б — т.вр. ДНС-15	20	1,40	0,058	96

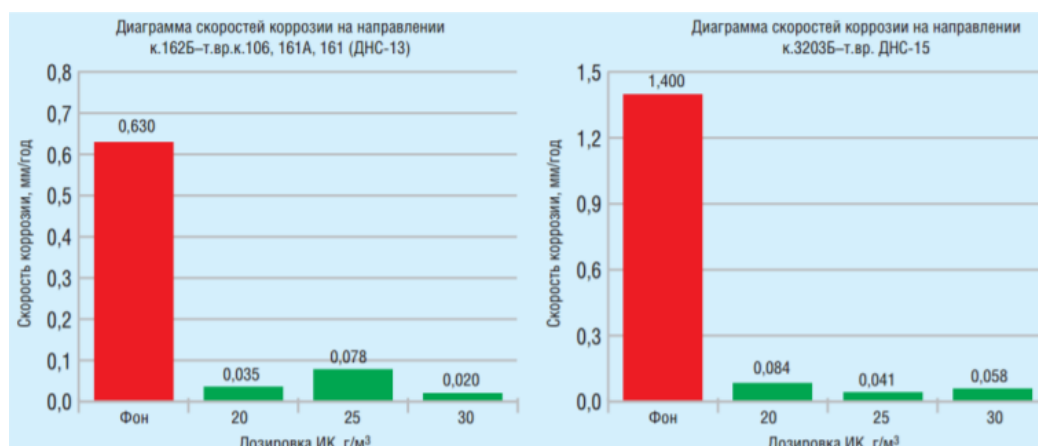


Рисунок 2.4– Изменение скоростей коррозии на испытаниях ИК «КорМастер-1035» на Суторминском месторождении [12]

2.2.3 Физическая защита трубопроводов

Применение коррозионностойких материалов, включает в себя определенные компоненты из чего будет состоять трубопровод, например,

легированная сталь, то есть металл в сплаве будет содержать компоненты, которые меньше подвержены коррозии, например, легирование хромом или цинком мало склонного к пассивному воздействию. Но при введении этого способа самый главный недостаток-это высокая стоимость этих легированных металлов.

Так же к этому методу борьбы можно отнести использование защитных покрытий, которые будут противостоять агрессивным средам в трубопроводе. В основном внутренние покрытия встречаются в виде: эпоксидных, фенольных, эпоксидофенольных, нейлоновых и др. В современном производстве существует много способов нанесения защитного покрытия на трубопровод, к таким относится плазменное, металлизационное, напыление с помощью газоплазмы и другое.

К этим инновациям относятся металлопластмассовые трубы у них существует несколько преимуществ – вот, например, стойкость к агрессивным средам, а также уменьшение осадка парафина-смолистых отложений, то есть уменьшение скопления их внутри трубопровода.

К недостатку данного метода стоит отнести, долгую подготовку поверхности и достаточное количество требований к ней, высокая цена на продукт, покрытия разрушение покрытия при высоких температурах в силу их низких термостойкостей, а также трудозатраты на проведение работ по нанесению их на поверхность.

Так же существуют изделия из силикатно-эмалевых покрытием. Здесь к плюсам можно отнести более высокую термостойкость, такие поверхности можно использовать при температуре флюида от -60 до +350 °С. Высокая стойкость к абразивному износу. Наглядное применение защитного покрытия показано на рисунке 2.3 [16].

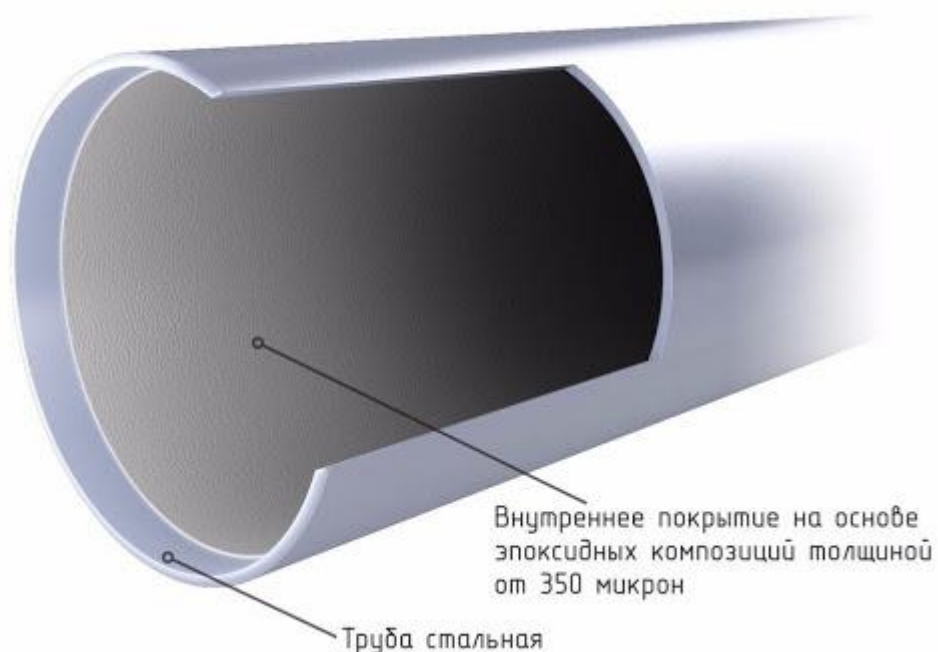


Рисунок 2.5–Нанесенное защитное покрытие на внутреннюю часть нефтепромыслового трубопровода [9

]

2.2.4 Технологический метод

Движение жидкости по трубопроводу может обуславливаться мульти фазным потоком. При большом газовом факторе, можно смело предположить, что в трубопроводе будет содержаться много газовой фазы, что создает нестабильное движение жидкости и появление в трубопроводе пробок. Так как поток трехфазный в некоторых местах жидкость будет в разных состояниях, что может сказаться неблагоприятно на целостность трубопровода, так как отделившаяся вода, контактирует с материалом трубопровода, что будет способствовать его разрушению, то есть появлению коррозии. Для предотвращения образования коррозии, рекомендуется обоснованно подойти к вопросу управления мульти фазным потоком. Определить параметры движения жидкости, проанализировать и выбрать мероприятие, которое будет обеспечивать безопасную структуру потока, и как следствие безопасные и менее коррозионно опасные участки трубопровода.

При превышении скорости потока выше критического значения, происходит полное соединение в один поток нефти и воды, формируется антикоррозионное течение, то есть контакт стенок трубопровода с водой полностью отсутствует, поэтому трубопроводы где скорость потока увеличивается, например, наклонные вниз являются менее подверженными коррозионным процессам. То есть одним из технологических методов является, поддержание такого потока жидкости при котором вода от смеси отделяться не будет, что способствует изоляции стенок трубопровода от контакта с водой и антикоррозионной защите. Даже на последних стадиях разработки, которые характеризуются высокой обводненностью (от 70%) применение данного технологического способа является эффективным, при условии, что в определенных промежутках промыслового трубопровода будут внедрены технологии предварительного сброса воды. Зная влияние основных параметров потока на разделения водонефтяной смеси, мы можем применить технологический способ защиты от коррозии. Сам по себе один из параметров не может влиять на расслоение нескольких фаз сразу, так как параметров слишком много к ним относится содержание газа, количество воды в нефти, движение потока, а именно его скорость и многое другое. При большом различии разных параметров сложно проследить цепь последовательности определенных параметров. Но Бойко В.И. сделал вывод что при равных остальных параметрах, прирост обводненности и снижение скорости движения жидкости повышает опасность возникновения коррозии. На практике существуют ситуации, когда сравнительно высокая обводненность приводит к образованию коррозии, а, следовательно, и порыву трубопроводов, но в другом случае разрушение трубопровода отсутствует. Так для условия разделения газонефтяной смеси и влияния основных параметров на это, были проведены анализ данных полученных в лаборатории и на промысле в 2 этапа.

В первом этапе, были продуманы лабораторные стенды в городе Грозный, взяли относительно похожие жидкости: моторное масло, воду и

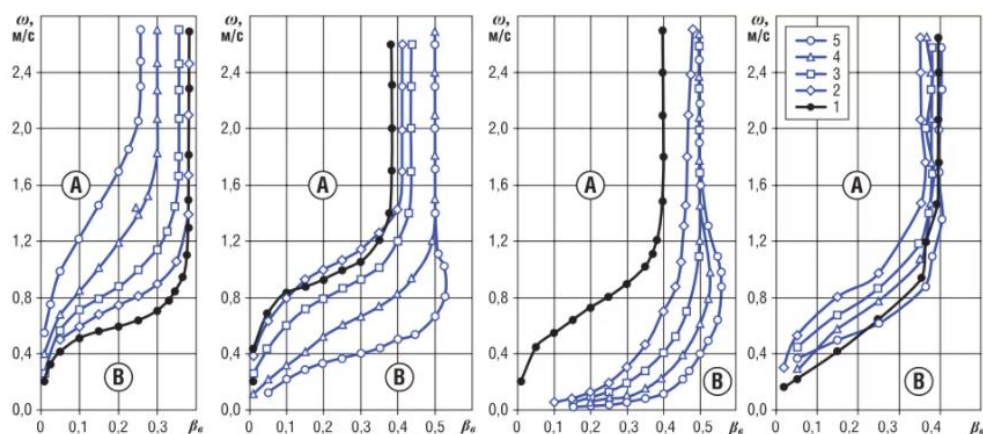
воздух, а внутренний диаметр лабораторного трубопровода был приблизительно от 39,4 до 36,8 мм [14].

Второй этап включал исследования, которые, проводились в городе Ханой (Вьетнам), на установках использовались индустриальные смазочные масла фирмы Spindle, вода и воздух, а диаметр внутри составлял от 24,6 до 40,5 мм.

Так же были промысловые эксперименты на участках месторождения НК Роснефть “Ставрополнефть” там диаметры составляли 193,6; 100,2; 62,0 мм.

Такие установки, придуманные Бойко В.И. были продуманы так, что исследование проводилось с изменением количества воды от 1 до 80 %, изменением скорости потока от 5 до 0,05 м/с и содержанием газа в нефти от 0 до 90 %. Были такие участки трубопровода, которые были наклонны к горизонту, находились параллельно, восходящие и нисходящие.

Устанавливали специальные датчики с низу трубопровода, которые с помощью электросопротивления выводили на экран информацию о слое, воды который в данный момент контактирует с внутренней поверхностью нефтепровода, так же определяли количество воды в нефти и образование эмульсии в точке изменения фаз. Результаты исследований приведены на рисунках 2.6 и 2.7



а) Горизонтальный поток б) Восходящий поток ($\alpha=2^\circ$) в) Восходящий поток ($\alpha=8^\circ$) г) Нисходящий поток ($\alpha=-2^\circ$)

Рисунок 2.6- Граница перехода от расслоенного течения к полностью эмульсионному (масло, вода, воздух), А-зона антикоррозионных режимов течения, В-зона коррозионно-опасных режимов течения.

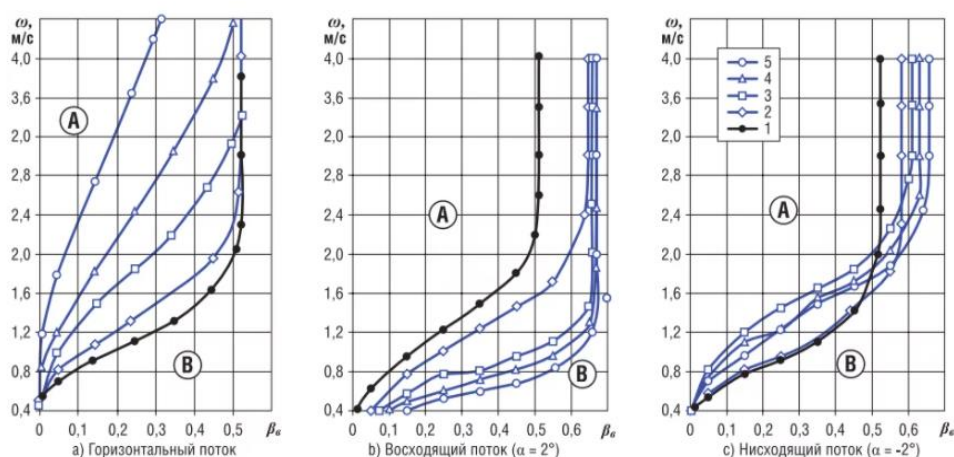


Рисунок 2.7– Граница перехода от расслоенного течения к полностью эмульсионному (нефть, пластовая вода, газ), А-зона антикоррозионных режимов течения, В-зона коррозионно-опасных режимов течения.

На графиках с левой стороны расположена зона, где капли воды не отделяются от нефти, то есть это антикоррозионная зона.

Справа от рассматриваемой границы зона перехода находится зона при котором вода начинает отслаиваться от объёмов нефти, и вода начинает контактировать с нефтью.

Из эксперимента можно сделать вывод, что относительно малые скорости течения, состояние воды и нефти полностью разделены, но при повышении скорости потока и появление так называемой турбулентности

течения вода распределяться в объёмах нефти и количество свободной от нефти воды постепенно сводится к минимуму и появляется ручейковое течение. Ручейковое движение потока является опасным с позиции образования коррозии, так как за счет турбулентности пульсации в объёме углеводорода, при больших значения вод содержания возможно появление режимов течения, при котором основное количество воды взвешенно.

Например, при обводненности 40 процентов в трубопроводе направленным ровным к горизонту скорость потока необходимая для полного эмульгирования воды в нефти должна превышать 1,4 м/с (рисунок 2.7, а, кривая 1), а также доказано что при скорости движения меньше 1,4 м/с образуется ручейковая коррозия, которая движется по нижней стенке вдоль течения жидкости, так как работы турбулентного потока недостаточно для полного растворения воды в объёмах флюида [14].

Из графиков так же можно предположить, что скорости потока недостаточно, для полного эмульгирования воды в нефти, необходима более сильная скорость и соответственно требуется более высокая турбулентность. С более быстрой скоростью потока увеличивается турбулентные колебания и в результате толчков капли воды уменьшают свой размер, а диаметр тех капель, которые находятся во взвешенном состоянии наоборот увеличивается, тем самым эти капли с уменьшенным и увеличенным диаметром образуют границу перехода от разделенного течения к полностью однофазным.

Так же можно сделать вывод что получена формула для расчета критической скорости потока от основных параметров движения на основе экспериментов, описанных выше:

Нефтепроводы с диаметром более 50 мм будут иметь такую зависимость [13]:

$$\omega_{кр} = 0,07 \frac{\sigma^{0,56} (p_B - p_H)^{0,24} g^{0,24}}{D^{0,21} p_H^{0,19} - \mu_H^{0,61} (1 - \beta_B)^{0,38}} \frac{1}{\left(\frac{\beta_{ин} - \beta_B}{\beta_{ин}} \right)^{-0,48} - \left(\frac{3\mu_B - 3\mu_H}{3\mu_B + 3\mu_H} \right)^{0,81}} \quad (2.1)$$

$\omega_{кр}$ — критическая скорость, $\frac{м}{с}$

D – внутренний диаметр нефтепровода, м

σ – поверхностное натяжение на границе раздела между нефтью и водой, Н/м

g – ускорение свободного падения, м/с⁻²

ρ_v и ρ_n – плотность нефти, кг/м

μ_v и μ_n – вязкость воды и нефти, $\frac{\text{мПа}}{\text{с}}$

β_v – обводненность нефти, доли ед.

$\beta_{ин}$ – обводненность в точке инверсии фаз, доли ед.

При достижении критической скорости потока, в точнее ее превышение происходит полное распределение воды в нефти и соответственно полное отсутствие контакта со стенками трубопровода воды и антикоррозионный режим течения.

Процесс, когда присутствует в смеси газ, происходит намного сложнее по причине разнообразия структуры формы течения и неоднородности потока, как перпендикулярно, так и по всей длине трубопровода. В горизонтальном трубопроводе такая смесь увеличивает площадь режимов при которых происходит рас соединения фаз (рисунок 2.6 а, б, и 2.7 б кривые 2-4). Внутренняя коррозия возникает при скольжении разных фазовых состояний, при котором скорость газовой фазы значительно превышает жидкостную фазу это создает условия для расслоения эмульсии. Однако на промысле скорости значительно больше с появлением фазы газа и это помогает предотвратить разрушение металла коррозией.

В восходящих трубопроводах за счет того, что скорость потока ниже, переход к полностью однофазному течению происходит легче. С увеличением угла наклона и количества газа в потоке скорость перехода к полностью однофазной жидкости уменьшается в следствии увеличения роста газовых пробок.

На кривых 2.6 рисунка 1г и 2.7 видно, что в нисходящих трубопроводах влияние газа на эмульгирование почти не проявляется.

На основании графиков, можно смело сделать вывод что горизонтальные трубопроводы при равных условиях представляют наибольшую угрозу для возникновения коррозии и участки перед подъёмом.

На основании статьи Бойко В. И. можно сделать вывод что лабораторные данные с рассчитанными по формуле 2.1 схоже по значениям.

Сравнив скорость движения эмульсии на нефтепроводе и критическую, при понижении которой происходит разделение фаз и образование контакта воды со стенками трубопровода можно решать следующие практические задачи [13]:

- Возможность заранее узнавать участки нефтепровода, которые будут корродировать с целью своевременной проверки и обоснованного применения ингибитора;
- Выбирать самый оптимальный режим эксплуатации нефтепровода для защиты от коррозии;
- Смотреть как влияет ПАВ и корректировать точки ввода в трубопровод;
- Контроль условий эксплуатации при изменении обводненности и загруженности.

3 Расчетная часть

3.1 Определения структур течения двухфазного потока в промышленных трубопроводах при коррозионных исследованиях

Скорости течения газожидкостных смесей (ГЖС) в сочетании с физическими свойствами (плотностью, вязкостью, величиной поверхностного натяжения и т.п.) транспортируемых сред, а также размерами и ориентацией трубопроводов в пространстве определяют формирующиеся в них структуры двухфазных (многофазных) потоков. Так, согласно известной работе О. Бейкера, в трубопроводах горизонтальной ориентации в зависимости от вышеупомянутых параметров могут реализоваться следующие структуры ГЖС: пенная (или пузырьковая), пробковая, расслоенная, волновая, снарядная, кольцевая и дисперсная (рисунок 3.1).

Такие же или подобные структуры двухфазного потока выделяются в методиках прогнозирования и другими авторами.

Очевидно, что каждая конкретная структура ГЖС влияет не только на величину гидравлических потерь в трубопроводе, но и на характер протекающего в нем коррозионного процесса. Поскольку любая структура ГЖС, существующая в трубопроводе при заданных условиях, зависит от ряда более простых параметров (факторов), ГЖС можно рассматривать в качестве комплексного коррозионного фактора и именно в таком качестве применять при коррозионных исследованиях. В целях учета этого фактора на практике, поскольку реальное наблюдение за типом структуры ГЖС в промышленном трубопроводе исключено, необходима подходящая методика для его прогнозирования.

Для этого из множества существующих на сегодняшний день методик для прогнозирования структур ГЖС в трубопроводах важно выбрать наиболее подходящую именно для коррозионных исследований и использовать ее, предварительно установив, каким образом каждая из прогнозируемых

структур ГЖС влияет на развитие коррозии. Однако имеющаяся информация о связи структур течения ГЖС с коррозией является недостаточно полной и нуждается в пополнении.

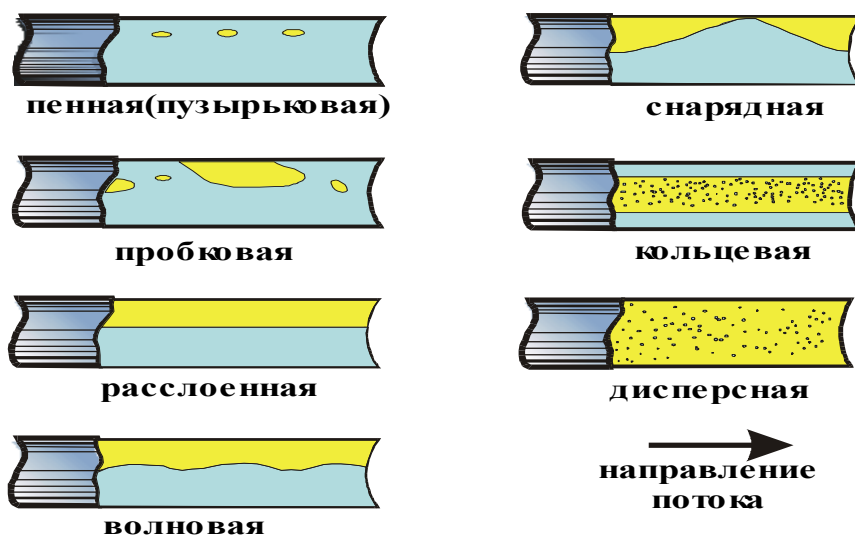


Рисунок 3.1 – Структуры ГЖС, формирующиеся в трубопроводе горизонтальной ориентации, согласно О. Бейкеру

Известно, что кольцевая (дисперсно-кольцевая) структура ГЖС благоприятно влияет на снижение интенсивности коррозии в трубопроводе вообще и в его парогазовой фазе в частности; снарядная (пробково-диспергированная) может способствовать коррозионно-эрозионному износу трубопровода в зоне нижней образующей трубы на восходящих участках трассы, а расслоенная (плавная расслоенная) – развитию общей и питтинговой коррозии в зоне нижней образующей трубы и в так называемых "ловушках" жидкости и шлама (особенно при выделении соленой воды в отдельную фазу) и т.д. Для прогнозирования структур (режимов) течения ГЖС в промышленных трубопроводах могут быть использованы различные методики отечественных и зарубежных авторов.

Существуют множество методов для описания сопротивления двухфазных потоков. Все они используются в зависимости от случаев как проложен трубопровод горизонтально, вертикально или подходят для обоих

случаев. Некоторые из методов способны определить режим течения (строят карту режимов) и в зависимости от режима используют тот или иной вариант расчета. Одни методы рассчитывают объём удерживаемой жидкости, а другие предполагают наличие гомогенной смеси.

В однофазных потоках для расчета гидравлического сопротивления используется уравнение Дарси. Данное уравнение является модифицированной формой уравнения сохранения механической энергии, которое учитывает и потери на трение, и изменение потенциальной энергии.

3.2 Алгоритм определения структуры течения с помощью программы Unisim design нефтепромыслового трубопровода на месторождении X

Методы, предназначены для описания сопротивления двух фаз. Одни методы используются исключительно для потоков в горизонтальных трубах, других – в вертикальных, третьи – в обоих случаях [3].

Некоторые методы определяют режим течения (строят карту режимов) и в зависимости от режима используют тот или иной вариант расчета. Одни методы рассчитывают объём удерживаемой жидкости, а другие предполагают наличие гомогенной смеси.

В моделирующем комплексе Unisim Design 360. В основу универсальной системы моделирования заложены общие принципы расчетов материально-тепловых балансов технологических схем. Для расчета задач, относящихся к нефтеперерабатывающей, газовой и нефтехимической промышленности, в основном рекомендуется применять уравнения состояния Пенга-Робинсона. Unisim Design расширила возможности этого уравнения состояния, что позволяет описывать с его помощью широкий круг систем в широком интервале условий. С помощью этого уравнения можно рассчитывать большинство однофазных, двухфазных и трехфазных систем с высокой степенью эффективности и надежности. Также программа определяет структуру потока.

Система сбора месторождения X, характеризуется протяженностью трубопроводов небольших диаметров (159, 219 мм). Общая длина трубопроводов системы сбора нефти этого месторождения 34230 метров. Около 5730 метров трубопроводов работают в расслоенном (расчетном) режиме транспорта добываемых жидкостей, что, с учетом малого количества свободной воды, провоцирует канавочную и язвенную коррозию в области нижней образующей. Эмульсионному режиму течения соответствуют около 28500 метров трубопровода. Схема сети трубопроводов месторождения X с указанием режимов течения продукции и размещения узлов контроля коррозии представлены на рисунке 3.2 [11].

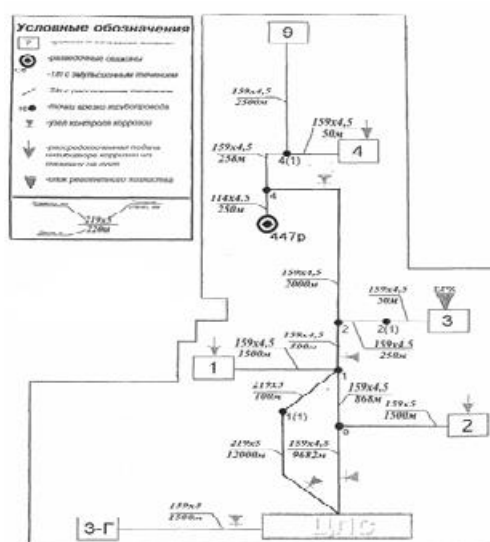


Рисунок 3.2– Схема сети трубопроводов месторождения X с указанием режимов течения продукции и размещения узлов контроля коррозии.

Таблица 3.1– Гидравлические режимы работы системы нефтесбора

№ п/п	Начало объекта	Конец объекта	Длина, м	Диаметр/толщина стенки, мм	Расход м³/сут	Скорость Смеси, м/с	Давление, атм	Обводненность	Газосод. д.д.	Тип эмульсии	Режим течения
1.	К.447р	т.4	250	114/4,5	12	0,21	7,25	17	0,92	в/н	расслоенный
2.	К.9	т.4(1)	2500	159/4,5	16	0,12	7,20	23	0,91	в/н	расслоенный
3.	К.4	т.4(1)	50	159/4,5	103	0,85	7,28	21	0,92	в/н	эмульсионный
4.	т.4(1)	т.4	258	159/4,5	119	0,96	7,27	21,27	0,92	в/н	эмульсионный
5.	т.4	т.2	2000	159/4,5	131	1,06	7,25	20,08	0,92	в/н	эмульсионный
6.	к.3	т.2(1)	50	159/4,5	321	2,39	7,29	29	0,91	в/н	эмульсионный
7.	т.2(1)	т.2	250	159/4,5	321	2,40	7,26	29	0,91	в/н	эмульсионный
8.	т.2	т.1	500	159/4,5	452	3,52	7,12	26,56	0,92	в/н	эмульсионный
9.	к.1	т.1	1500	159/5,0	16	0,11	6,57	33	0,90	в/н	расслоенный
10.	т.1	т.1(1)	100	219/5,0	234	0,96	7,62	26,86	0,92	в/н	эмульсионный
11.	т.1	т.3	868	159/4,5	234	1,87	6,53	26,86	0,92	в/н	эмульсионный
12.	т.1(1)	УПН	12000	219/5,0	234	0,96	7,59	26,86	0,92	в/н	эмульсионный
13.	к.2	т.3	1500	159/5,0	29	0,24	6,32	19	0,91	в/н	расслоенный
14.	т.3	УПН	9682	159/4,5	263	2,08	6,26	25,99	0,92	в/н	эмульсионный
15.	к.3-Г	УПН	2500	159/5,0	14	0,11	5,26	21	0,92	в/н	расслоенный

Точки потока с расслоенным режимом течения смоделируем в программе Unisim:

1) На рисунке 3.3 представлена модель трубопровода

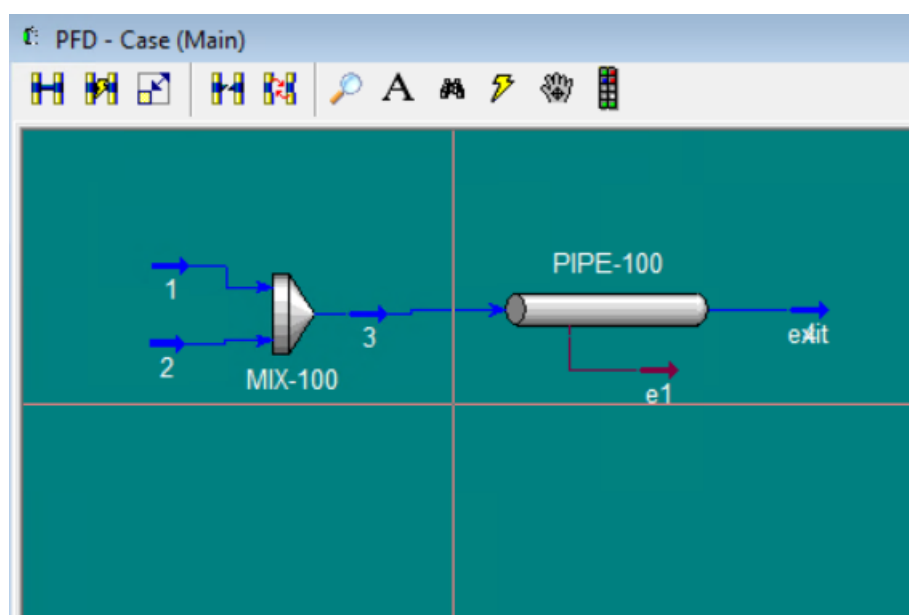


Рисунок 3.3 – Модель трубопровода

На рисунке 3.4 представлен состав нефти.

	Mole Fractions	Vapour Phase	Liquid Phase
Methane	0,235040	0,913229	0,115251
Ethane	0,023031	0,033116	0,021250
Propane	0,052399	0,026522	0,056969
i-Butane	0,032586	0,007181	0,037073
n-Butane	0,039525	0,006289	0,045396
i-Pentane	0,024741	0,001675	0,028815
n-Pentane	0,022026	0,001120	0,025718
n-Hexane	0,043951	0,000733	0,051584
n-Heptane	0,053907	0,000306	0,063375
n-Octane	0,036307	0,000070	0,042708
n-Nonane	0,000000	0,000000	0,000000
CO2	0,004626	0,009759	0,003720
H2S	0,000000	0,000000	0,000000
H2O	0,000000	0,000000	0,000000
c9+*	0,431862	0,000000	0,508141

Рисунок 3.4 – Состав нефти

Для начала зададим данные для входных потоков (воды и нефти) (Рисунок 3.5).

Worksheet	Stream Name	1	Vapour Phase	Liquid Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0,2668	0,2668	0,7332
Properties	Temperature [C]	20,00	20,00	20,00
Composition	Pressure [kPa]	700,0	700,0	700,0
K Value	Molar Flow [kgmole/h]	2,961	0,7899	2,171
User Variables	Mass Flow [kg/h]	415,0	16,94	398,1
Notes	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	0,5260	4,759e-002	0,4784
Cost Parameters	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-2,939e+005	-8,526e+004	-3,698e+005
	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	172,6	170,0	173,5
	Heat Flow [kJ/h]	-8,701e+005	-6,735e+004	-8,027e+005
	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	0,5038	<empty>	0,4687
	Fluid Package	Basis-1	Basis-1	Basis-1
	Phase Option	Multiphase	Multiphase	Multiphase

Рисунок 3.5 – Входные параметры для нефти

Stream Name	2	Aqueous Phase
Vapour / Phase Fraction	0,0000	1,0000
Temperature [C]	20,00	20,00
Pressure [kPa]	700,0	700,0
Molar Flow [kgmole/h]	4,718	4,718
Mass Flow [kg/h]	85,00	85,00
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	8,517e-002	8,517e-002
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-2,866e+005	-2,866e+005
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	52,38	52,38
Heat Flow [kJ/h]	-1,352e+006	-1,352e+006
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	8,376e-002	8,376e-002
Fluid Package	Basis-1	Basis-1
Phase Option	Multiphase	Multiphase

Рисунок 3.6 – Входные параметры для воды

Сырьем транспортируемым по трубопроводу является газожидкостная смесь. Для определения структуры потока в трубопроводе необходимы следующие данные:

- Имена входящего и выходящего потоков.
- Внутренний и внешний диаметр трубопровода.
- Длина трубопровода.
- Разница геодезических отметок. Для горизонтального трубопровода принимается равным нулю.
- Температуру окружающей среды.

3.2 Влияние скорости потока и диаметра нефтепровода на структуру газожидкостного потока

1) Для начала задается скорость потока воды, которая равна 4,1 кмоль/ч, а также принимаем диаметр трубопровода, который равен 114/5,5 mm.

Rating

Sizing
Pipeline Profile
Heat Transfer

Length - Elevation Profile

Segment	1
Fitting/Pipe	Pipe
Length [m]	250,0
Elevation Change [m]	0,0000
Outer Diameter [mm]	114,0
Inner Diameter [mm]	109,5
Wall Thickness [mm]	2,250
Material	Mild Steel
Increments	5

Append Insert Multiple Add 1 Delete... View... Global...

☐ Transpose Table

Рисунок 3.7 – Ввод параметров потока воды

Elevation Change [m]	0,0000
Outer Diameter [mm]	114,0
Inner Diameter [mm]	109,5
Wall Thickness [mm]	114,250

Рисунок 3.8 – Ввод параметров нефтепровода при диаметре 114/5,5 mm

В результате получены следующие результаты

Length [m]	Elevation [m]	Angle [deg]	Pressure [kPa]	Total Pressure Drop [kPa]	Temperature [°C]	Ambient Temp [°C]	Vap. Frac.	Heat Transferred [kJ/h-m]	Flow Regime	Friction Gradient [kPa/m]	Static Gradient [kPa/m]	Accel Gradient [kPa/m]	Liquid Re	Vapour
0,0000	0,0000	0,0000	700,0	0,0000	19,87	10,00	0,1032	9,492	Segregated	3,974e-004	0,0000	6,620e-010	222,3	
50,00	0,0000	0,0000	700,0	1,995e-002	19,47	10,00	0,1030	9,492	Segregated	4,008e-004	0,0000	6,657e-010	220,4	
100,0	0,0000	0,0000	700,0	4,008e-002	19,08	10,00	0,1028	9,101	Segregated	4,042e-004	0,0000	6,693e-010	218,5	
150,0	0,0000	0,0000	699,9	6,037e-002	18,70	10,00	0,1027	8,725	Segregated	4,074e-004	0,0000	6,728e-010	216,7	
200,0	0,0000	0,0000	699,9	8,082e-002	18,34	10,00	0,1025	8,365	Segregated	4,106e-004	0,0000	6,762e-010	215,0	
250,0	0,0000	0,0000	699,9	0,1014	18,00	10,00	0,1024	8,019	Segregated	4,137e-004	0,0000	6,795e-010	213,3	

Table Plot

Рисунок 3.9 – Параметры нефтепровода на разных участках при диаметре 114/5,5 и потока воды 4,1 кмоль/час

В нефтепроводе диаметром 114/5,5 и со скоростью потока 4,1 кмоль/час формируется расслоенная структура ГЖС.

Далее рассмотрим участок 2 которая берет начало с Куста скважин 9. Изменив диаметр на 159/4,5 и задав другие скорости потока для нефтяного и водного потоков получили следующие данные на рисунке 3.11 показан режим течения данного участка трубопровода.

Length [m]	Elevation [m]	Angle [deg]	Pressure [kPa]	Total Pressure Drop [kPa]	Temperature [°C]	Ambient Temp [°C]	Vap. Frac.	Heat Transferred [kJ/h-m]	Flow Regime	Friction Gradient [kPa/m]	Static Gradient [kPa/m]	Accel Gra [kPa/m]
0,0000	0,0000	0,0000	700,0	0,0000	19,89	10,00	0,0805		Segregated	1,597e-004	0,0000	1,108
500,0	0,0000	0,0000	699,9	8,227e-002	17,13	10,00	0,0796	9,106	Segregated	1,696e-004	0,0000	1,151
1000	0,0000	0,0000	699,8	0,1689	15,13	10,00	0,0789	6,559	Segregated	1,772e-004	0,0000	1,185
1500	0,0000	0,0000	699,7	0,2590	13,69	10,00	0,0784	4,718	Segregated	1,831e-004	0,0000	1,211
2000	0,0000	0,0000	699,6	0,3517	12,65	10,00	0,0781	3,391	Segregated	1,875e-004	0,0000	1,230
2500	0,0000	0,0000	699,6	0,4463	11,90	10,00	0,0778	2,435	Segregated	1,908e-004	0,0000	1,245

Рисунок 3.10 – Параметры нефтепровода на разных участках при диаметре 159/4,5 и потока воды 8,51 кмоль/час

На данном участке трубопровода при длине 2500 м получается так же расслоённый режим течения.

Рассматривая 3 участок трубопровода с длиной 50 м ,расходом жидкости 81370 кг/д и водного потока 21630 кг/д получаем переходный режим течения.

Length [m]	Elevation [m]	Angle [deg]	Pressure [kPa]	Total Pressure Drop [kPa]	Temperature [°C]	Ambient Temp [°C]	Vap. Frac.	Heat Transferred [kJ/h-m]	Flow Regime	Friction Gradient [kPa/m]
0,0000	0,0000	0,0000	700,0	0,0000	19,83	10,00	0,0872		Transition	3,730e-003
10,00	0,0000	0,0000	700,0	0,0373	19,81	10,00	0,0872	11,33	Transition	3,730e-003
20,00	0,0000	0,0000	699,9	7,461e-002	19,80	10,00	0,0872	11,32	Transition	3,730e-003
30,00	0,0000	0,0000	699,9	0,1119	19,79	10,00	0,0872	11,31	Transition	3,731e-003
40,00	0,0000	0,0000	699,9	0,1492	19,78	10,00	0,0872	11,30	Transition	3,731e-003
50,00	0,0000	0,0000	699,8	0,1865	19,77	10,00	0,0872	11,28	Transition	3,731e-003

Рисунок 3.11 – Параметры нефтепровода на разных участках при диаметре 159/4,5 и потока воды 8,51 кмоль/час

Такой же режим течения как переходный получается на участке 4, 5, 6, 7, 8.

Участок 9 с длиной трубопровода 1500 диаметром 159/5 и расходом воды 5280 кг/д, с расслоенным режимом течения, который приведен на рисунке 13.

Length [m]	Elevation [m]	Angle [deg]	Pressure [kPa]	Total Pressure Drop [kPa]	Temperature [°C]	Ambient Temp [°C]	Vap. Frac.	Heat Transferred [kJ/h-m]	Flow Regime	Friction Gradient [kPa/m]	Static Gradient [kPa/m]	Accel Gradient [kPa/m]	Liquid
0,0000	0,0000	0,0000	700,0	0,0000	19,87	10,00	0,0554		Segregated	2,231e-004	0,0000	1,363e-010	
300,0	0,0000	0,0000	699,9	6,811e-002	18,24	10,00	0,0550	9,816	Segregated	2,310e-004	0,0000	1,394e-010	
600,0	0,0000	0,0000	699,9	0,1385	16,88	10,00	0,0547	8,198	Segregated	2,380e-004	0,0000	1,421e-010	
900,0	0,0000	0,0000	699,8	0,2108	15,74	10,00	0,0544	6,843	Segregated	2,441e-004	0,0000	1,445e-010	
1200	0,0000	0,0000	699,7	0,2848	14,79	10,00	0,0542	5,710	Segregated	2,493e-004	0,0000	1,465e-010	
1500	0,0000	0,0000	699,6	0,3602	14,00	10,00	0,0540	4,764	Segregated	2,539e-004	0,0000	1,483e-010	

Рисунок 3.12 – Параметры нефтепровода на разных участках при диаметре 159/5 и потока воды 12,21 кмоль/час

Переходный режим течения наблюдается на участках 10, 11, 12.

На участке 13 режим течения расслоенный.

Length [m]	Elevation [m]	Angle [deg]	Pressure [kPa]	Total Pressure Drop [kPa]	Temperature [°C]	Ambient Temp [°C]	Vap. Frac.	Heat Transferred [kJ/h-m]	Flow Regime	Friction Gradient [kPa/m]	Static Gradient [kPa/m]	Accel Gra [kPa/t]
0,0000	0,0000	0,0000	700,0	0,0000	19,89	10,00	0,0805		Segregated	1,597e-004	0,0000	1,108
500,0	0,0000	0,0000	699,9	8,227e-002	17,13	10,00	0,0796	9,106	Segregated	1,696e-004	0,0000	1,151
1000	0,0000	0,0000	699,8	0,1689	15,13	10,00	0,0789	6,559	Segregated	1,772e-004	0,0000	1,185
1500	0,0000	0,0000	699,7	0,2590	13,69	10,00	0,0784	4,718	Segregated	1,831e-004	0,0000	1,211
2000	0,0000	0,0000	699,6	0,3517	12,65	10,00	0,0781	3,391	Segregated	1,875e-004	0,0000	1,230
2500	0,0000	0,0000	699,6	0,4463	11,90	10,00	0,0778	2,435	Segregated	1,908e-004	0,0000	1,245

Display units : Press Per Length

Рисунок 3.13 – Параметры нефтепровода на 13 участке при диаметре 159/5 и потока воды 12,74 кмоль/час

Участок 14 рассматривается как переходный и на участке 15 появляется расслоенный режим течения.

3.3 Анализ полученных результатов

Для контроля за коррозионным состоянием нефтесборных трубопроводов необходимо иметь систему, которая достоверно и надежно на постоянной основе производит информацию о том, какие коррозионные процессы протекают в трубопроводе и насколько быстро они протекают. При наличии такой системы постоянного слежения за коррозионным состоянием трубопровода можно охарактеризовать степень опасности развивающихся коррозионных процессов, влияющих на срок службы и непосредственно в процессе проведения антикоррозионных мероприятий соотносить затраты на эти мероприятия с достигаемым результатом.

Проведение достоверного анализа коррозионного состояния нефтесборных трубопроводов возможно лишь с применением системы оперативного мониторинга коррозии. Внедрение этой системы требует размещение на нефтесборных трубопроводах точек контроля коррозии, с устройством ввода образцов для измерения скорости коррозии весовым и электрохимическими методами. По результатам программы «Extra» на месторождении X определены наиболее опасные участки каждого направления (ветки) нефтесбора. По данным направлениям необходимо предусмотреть точки коррозионного мониторинга.

Рекомендуемые узлы контроля коррозии - установки образцов, приведены в таблице 3.2

Таблица 3.2– Точки коррозионного контроля нефтесбора

Точки коррозионного контроля нефтесбора месторождения X					
№№ п.п.	Место установки УКК	Длина участка, м	Диаметр (мм)	Скорость коррозии расчетная по РД, мм/год	Направление
1.	Т.4-т.2	2000	159	0,24	Район т.вр.к.4
2.	Т.2-т.1	500	159	1,8	Район т.вр.к.1
3.	Т.1(1)- УПН	12000	219	0,25	Район УПН

Точки контроля должны располагаться с учетом доступности для обслуживания, на пониженных участках трассы трубопровода для контроля водных скоплений и на равнинных участках трассы - для исследования структуры потока транспортируемого продукта и его физико-химических характеристик, но на расстоянии не ближе 60-100 метров от врезок кустов, переходов под дорогами, поворотов трассы и других местных сопротивлений, способствующих турбулизации потока.

На основании рассмотренных данных видно, что с точки зрения коррозии

участки где появляется коррозия, а именно участки трубопровода с расслоенным режимом течения обладают малым расходом, а соответственно маленькой скоростью смеси, а также большим значением обводненности чем участки с переходным режимом, это и есть одним из факторов появления коррозии на участках трубопровода 1, 2, 9, 13, 15 месторождения X.

Для уменьшения коррозионной активности потоков целесообразно перейти на меньшие диаметры трубопроводов. На рисунке 3.14 изменяя диаметры трубопровода 1-го участка на 57/5 видим, что режим с расслоенного переходит в переходный.

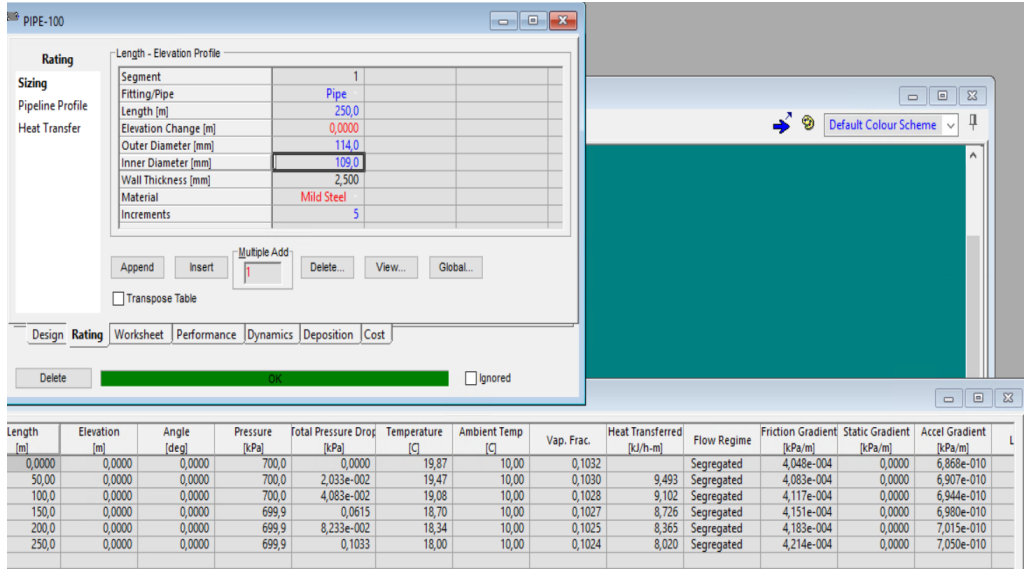


Рисунок 3.15–Изменения диаметра 114/5 с последующим изменением режима течения трубопровода первого участка

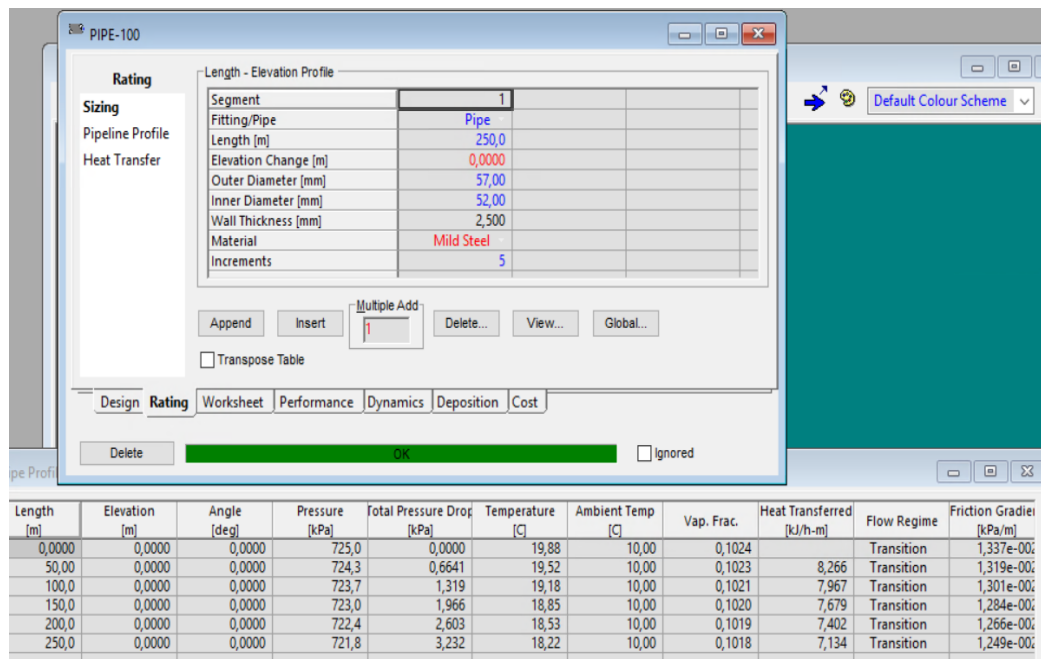


Рисунок 3.16–Изменения диаметра 57/5 с последующим изменением режима течения трубопровода первого участка

Аналогичным образом проведем уменьшение диаметров на 4 оставшихся участках.

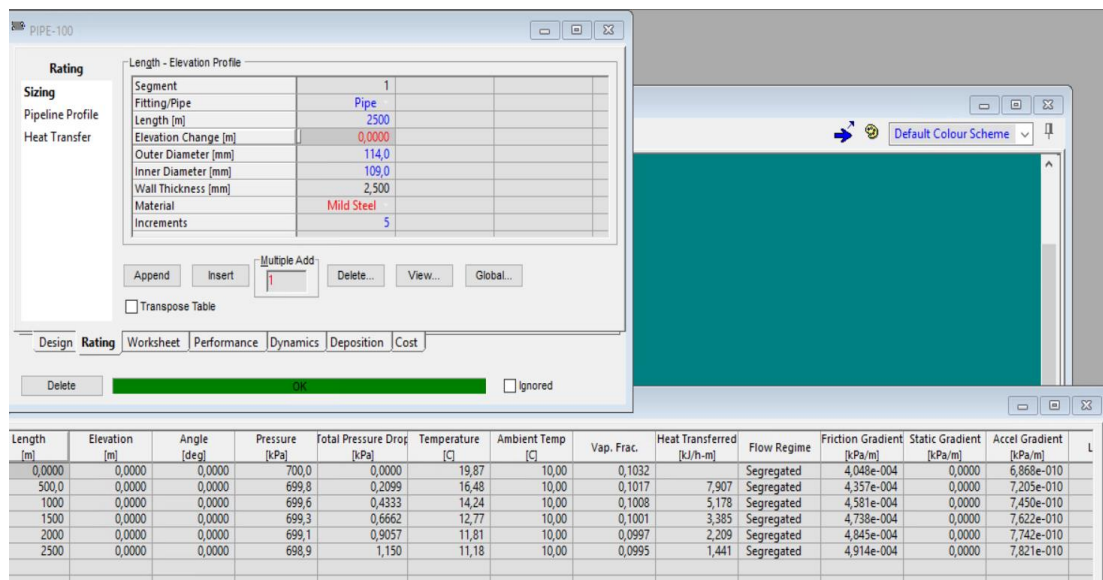


Рисунок 3.17–Изменения диаметра 2 участка трубопровода на 114/5

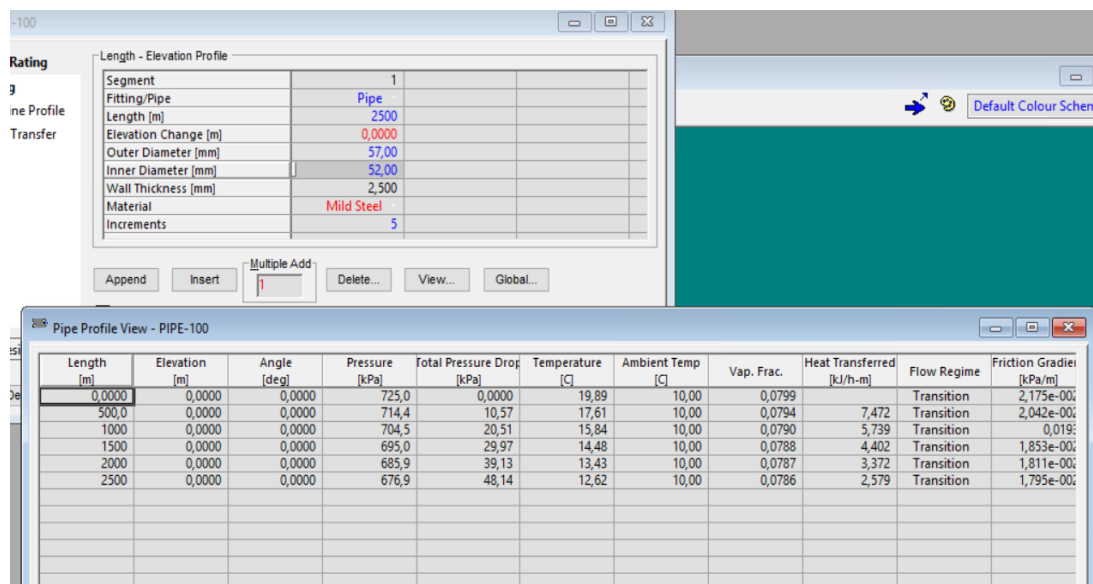


Рисунок 3.18–Изменения диаметра 2 участка трубопровода на 57/5

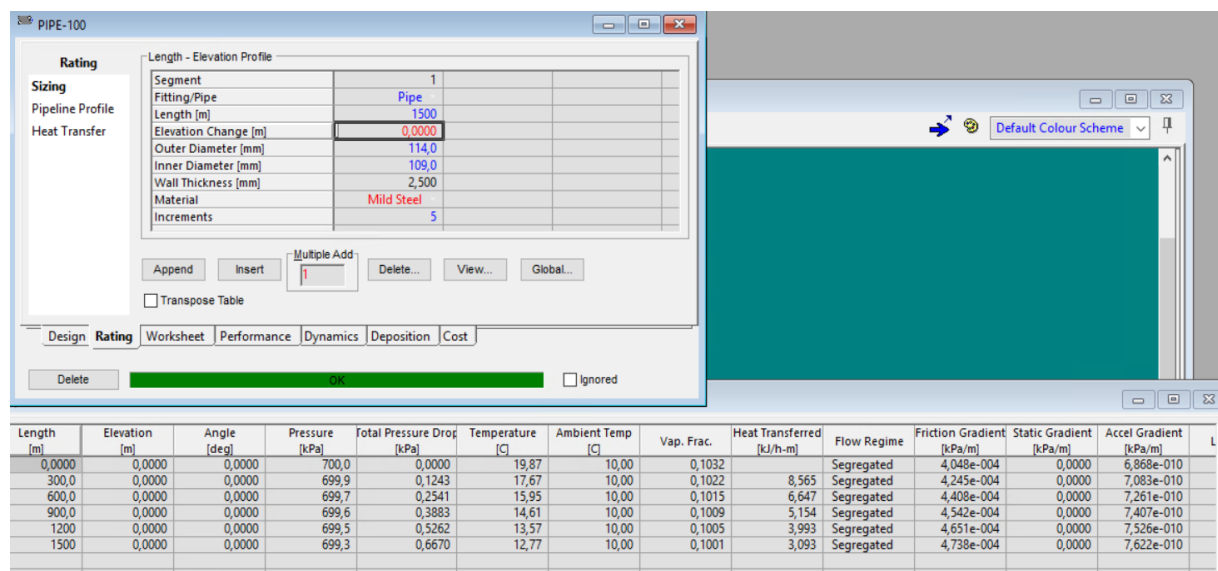


Рисунок 3.19–Изменение диаметра 114/5 трубопровода участка 9 месторождения X

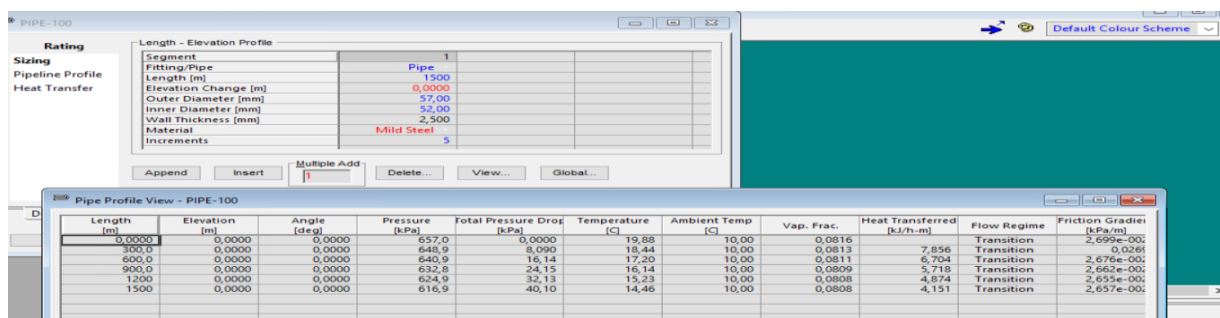


Рисунок 3.20–Изменение диаметра 57/5 трубопровода участка 9 месторождения X

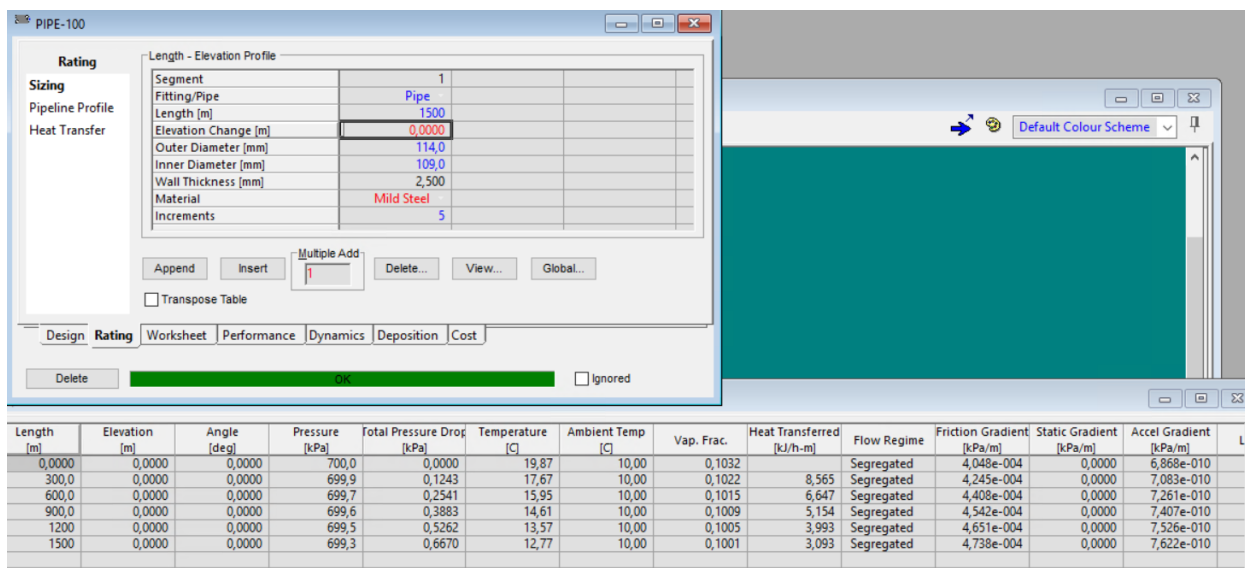


Рисунок 3.21–Изменения диаметра 114/5 трубопровода на участке 13

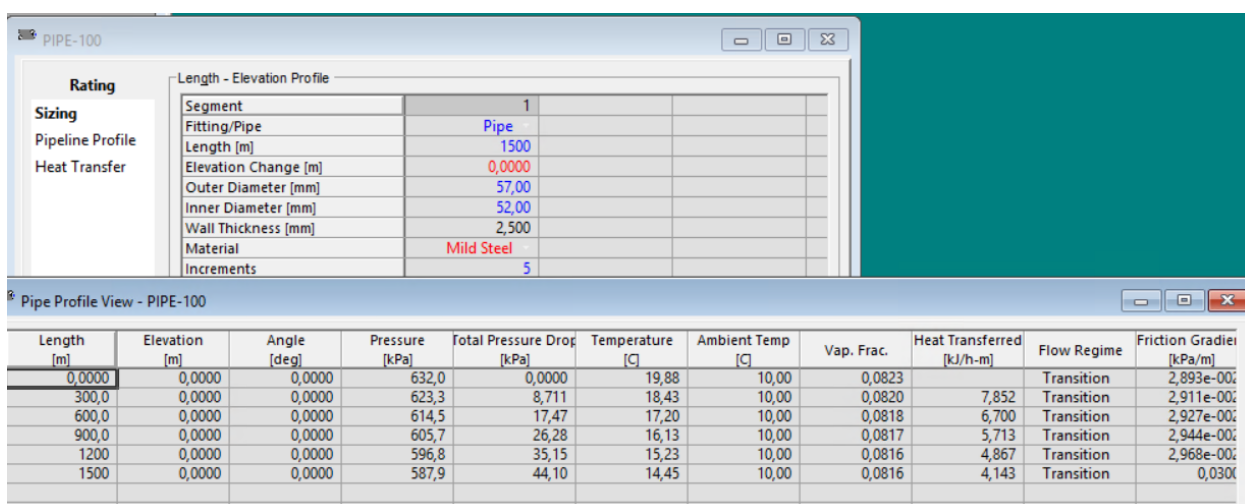


Рисунок 3.22–Изменения диаметра 57/5 трубопровода на участке 13

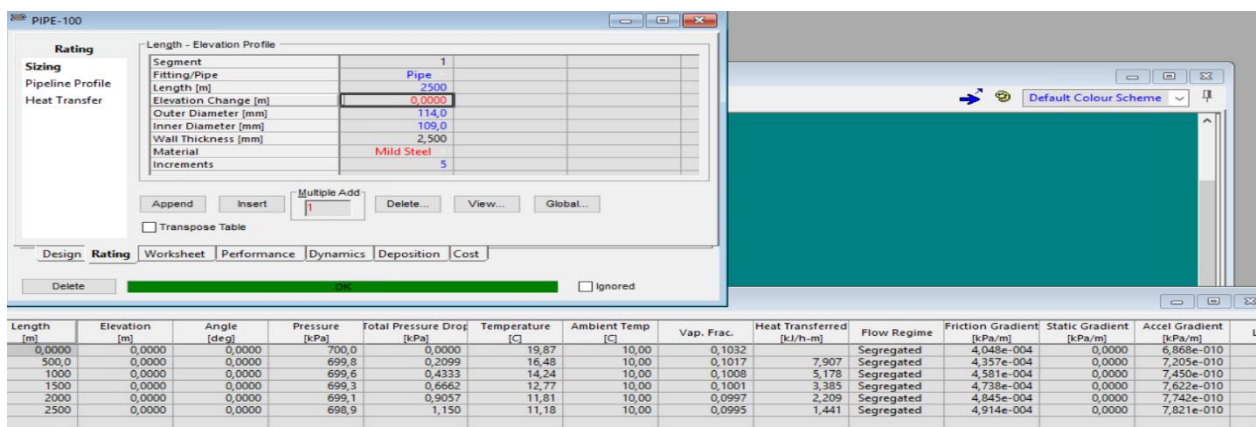


Рисунок 3.23–Изменение диаметра 114/5 трубопровода на участке 15

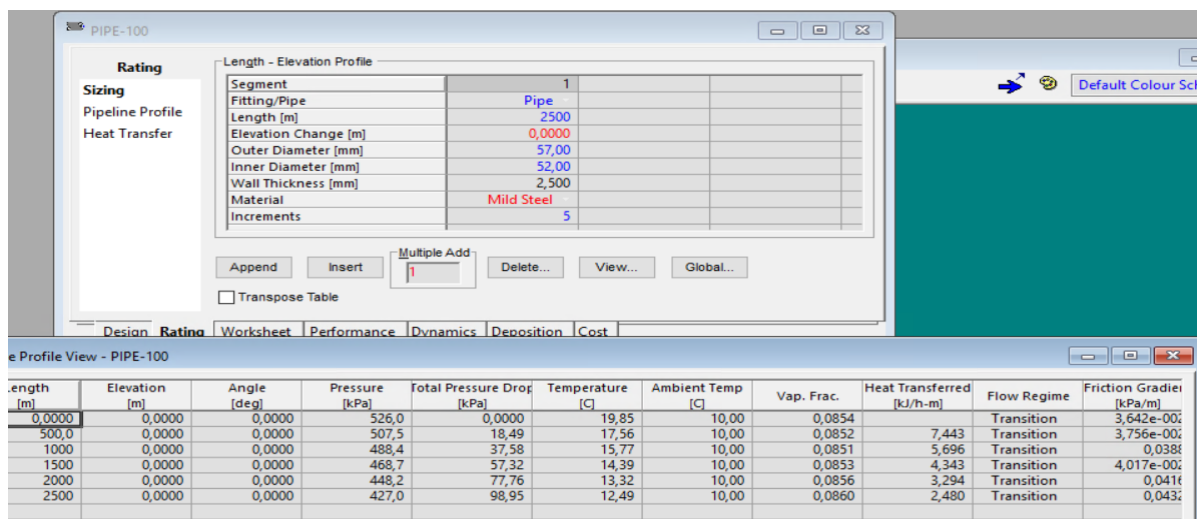


Рисунок 3.24–Изменение диаметра 57/5 трубопровода на участке 15

В результате моделирования с помощью программы Unisim получили следующие данные приведенные в таблице 3.3.

Таблица 3.3–Результат полученных данных

Диаметры	Начало конец объекта	Начало конец объекта	Начало конец объекта	Начало конец объекта	Начало конец объекта
	К.447р–т.4	К9–т.4(1)	К.1–т.1	К.2–т.3	К.3–Г–УПН
114/4,5	Расслоенный				
159/4,5		Расслоенный			
159/5			Расслоенный	Расслоенный	Расслоенный
114/5	Расслоенный	Расслоенный	Расслоенный	Расслоенный	Расслоенный
57/5	Переходный	Переходный	Переходный	Переходный	Переходный

3.4 Расчет коррозивных потерь массы трубопроводов

Максимально приближенный к реальным данным прогноз дает уравнение с высокими парциальным давлением CO_2 в условиях отсутствия или маловероятного скопления осадков. В 1995 году авторами были предложена методика и выведены уравнения по которым можно спрогнозировать скорость углекислотной коррозии в условиях образования коррозита.

При концентрации бикарбонатов HCO_3^- в воде 90 мг/л и значениями водородного показателя от 5,4 до 8,6 включительно:

$$V_{\min} = -0,0285 \cdot \text{pH}^2 + 0,3727\text{pH} - 0,9604 \quad (3.1)$$

$$V_p = 0,0363 \cdot \text{pH}^3 - 0,8164 \cdot \text{pH}^2 + 5,9125\text{pH} - 13,383 \quad (3.2)$$

$$V_{\max} = 0,0623\text{pH}^3 - 1,3686\text{pH}^2 + 9,6876\text{pH} - 21,514 \quad (3.3)$$

При концентрации бикарбоната 450 мг/л и водородного показателя от 5,4 до 8,6 включительно:

$$V_{\min} = 0,0301 \cdot \text{pH}^2 - 0,5117\text{pH} + 2,3012 \quad (3.4)$$

$$V_p = -0,1533 \cdot \text{pH}^4 + 4,5632 \cdot \text{pH}^3 - 50,621\text{pH}^2 + 247,83\text{pH} - 451,1 \quad (3.5)$$

$$V_{\max} = -0,1986\text{pH}^4 + 5,9495\text{pH}^3 - 66,385\text{pH}^2 + 326,7\text{pH} - 597,27 \quad (3.6)$$

Где V_{\min} , V_p , V_{\max} -минимальная, наиболее вероятная и максимальная скорости углекислотной коррозии г/(м² · ч)

Так как по данным из таблицы 1.1 можно утверждать, что концентрация бикарбоната близка по значению для формул 4.4.1, 4.4.2, 4.4.4 произведем расчет скорости углекислотной коррозии:

$$V_{\min} = -0,0285 \cdot (6,6)^2 + 0,3727 \cdot 6,6 - 0,9604 = 0,2579 \frac{\text{г}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}$$

$$V_p = 0,0363 \cdot 7,2^3 - 0,8164 \cdot 7,2^2 + 5,9125 \cdot 7,2 - 13,383 = 0,4137 \frac{\text{г}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}$$

$$V_{max} = 0,0623 \cdot 7,2^3 - 1,3686 \cdot 7,2^2 + 9,6876 \cdot 7,2 - 21,514 = 0,5418 \frac{\text{г}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}$$

Благодаря вышеперечисленным уравнениям можно получены значения прогнозных скоростей внутренней коррозии (коррозийных потерь массы) трубопровода месторождения Х. Точность не более 2 знаков после запятой. Так же эти расчеты справедливы только для участков с концентрацией $\text{HCO}_3 = 70 \dots 160 \text{ mg/l}$ (уравнения 3.1, 3.2, 3.3) и соответственно при $\text{HCO}_3 = 350 \dots 620 \text{ mg/l}$ (3.4, 3.5, 3.6) при минерализации 15-45% и температуре от 20 до 55 °С. В результате получилось, что со значением $0,4137 \frac{\text{г}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}$ и максимальная $0,5418 \frac{\text{г}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}$ скорости углекислотной коррозии велики.

Вывод

Места появления коррозии по нижней образующей части трубопровода объясняется особенностью гидродинамический условностей движения ГЖС в которой участвует сразу 3 фазы. При малых скоростях потока от 0,05 до 1 м/с образуется расслоенный режим течения что губительным образом влияет на образование коррозии в трубопроводе. При таком режиме течения вода двигается в виде отдельной фазы, поверх нее будет двигаться газонефтяная эмульсия. На границе разделения жидкостных фаз из-за разности вязкостей происходит образование волн, которые при перемещении в сторону потока происходит вторичный эффект: отрыв капель воды и их вихревое вращение вдоль нижней образующей трубы. Часть присутствующих в это время бикарбонатов, карбонатов, песков с глиной попадают в вихревое вращение капель воды и участвуют в гидроэризионном воздействии на защитную пленку из карбонатов в нижней образующей трубы. Таким образом происходит

периодически постоянное удаление железокarbonатной пленки. И соответственно обеспечивается постоянное реагирование система металл-труба, покрытая осадком солей. Предупреждение внутренней коррозии как задача может быть решена только с учетом гидравлики движения ГЖС. Прежде всего на стадии образования документации и заказа материалов для строительства трубопроводов в нормативных документах по транспорту нужно сразу заложить диаметр трубопровода меньше чем планируется, для обеспечения другого режима течения ГЖС.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Валегдинов Назар Андреевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	-коэффициент доплат – 15% -накладные расходы – 16% -нома амортизации 10%
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30,2%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Проведение SWOT – анализа проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Составление календарного плана проекта. Определение бюджетного проекта
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Проведение оценки ресурсной, финансовой эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- 1 Оценка конкурентоспособности технических решений
- 2 Матрица SWOT
- 3 Диаграмма Ганта
- 4 Бюджет затрат на проектирование

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н., доцент		29.02.2021
-------------------------	--------------------------------	----------------	--	------------

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Валегдинов Назар Андреевич		29.02.2021

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Предпроектный анализ

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Одно из основных направлений деятельности любого нефтегазодобывающего предприятия, в настоящее время – сокращение себестоимости продукции скважин, в частности, в технологических процессах подготовки нефти.

Месторождение X находится на заключительной стадии разработки, о чем свидетельствует ежегодное уменьшение добычи нефти и рост обводненности продукции, поэтому наблюдается постоянный рост себестоимости добычи нефти.

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

При ведении собственного производства необходим систематический анализ конкурирующих разработок во избежание потери занимаемой ниши рынка. Периодический анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность научной разработки по сравнению с конкурирующими предприятиями. Из наиболее

влияющих предприятий-конкурентов в области подготовки нефти: АО «МодульНефтеГазИнжиниринг» и ООО «ЭНЕРГАЗ».

В таблице 4.1 приведена оценочная карта, включающая конкурентные технические решения в области.

Таблица 4.1–Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Количество выхода продукта	0,17	4	5	3	0,68	0,85	0,51
2. Качество продукта	0,09	5	4	3	0,45	0,36	0,27
3. Энергоемкость процессов	0,05	4	5	3	0,2	0,25	0,15
4. Надежность моделирования	0,15	5	4	4	0,75	0,6	0,6
5. Безопасность	0,17	4	4	4	0,68	0,68	0,68
6. Качество интеллектуального интерфейса	0,06	5	4	4	0,3	0,24	0,24
Экономические критерии оценки эффективности							
7. Цена	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
8. Конкурентоспособность продукта	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,16
9. Уровень проникновения на рынок	0,04	4	5	5	0,16	0,2	0,2
10. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	4	3	0,3	0,24	0,18
11. Срок выхода на рынок	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
12. Финансирование научной разработки	0,05	4	3	5	0,2	0,15	0,25
Итого	1				4,52	4,26	3,72

Бф – продукт проведенной исследовательской работы; Бк1 – АО «МодульНефтеГазИнжиниринг(МНГИ)» Бк2 – ООО «ЭНЕРГАЗ».

В ходе анализа конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения выявлено, что разработка является 52 конкурентоспособной как по техническим критериям, так и с экономической точки зрения.

Согласно таблице 4.1, у АО «МодульНефтеГазИнжиниринг» средний показатель 4,26 выше, чем у конкурентов 3,72. У МНГИ есть некоторые критерии, которые являются более конкурентоспособными, чем конкуренты, такие как: количество и качество выхода продукта; предполагаемый срок; энергоемкость процессов эксплуатации. Это преимущества, которые предприятия должны продвигать, чтобы занять свою нишу и увеличить определенную долю рынка. Однако, АО «МодульНефтеГазИнжиниринг» имеет недооцененный и более низкий критерий, чем его конкуренты, финансирование научной разработки. Более низкие критерии конкуренции должны быть преодолены, чтобы увеличить конкуренцию с остальными конкурентами.

4.1.2 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно–исследовательского проекта.

Результаты первого этапа SWOT–анализа представлены в таблице 4.2

Таблица 4.2– Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта:	Слабые стороны научно-исследовательского проекта:
	1. Систематическое повышение уровня квалификации.	1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов.
	2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области.	2. Устаревшее оборудование.
		3. Высокая степень износа оборудования.
		4. Повышение цен у

	<p>3. Наличие постоянных поставщиков</p> <p>4. Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам.</p> <p>5. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.</p>	<p>поставщиков.</p> <p>5. Высокий уровень цен на выпускаемую продукцию.</p>
<p>Возможности:</p> <p>1. Малое количество посредников на территории Южно-Восточной Азии.</p> <p>2. Небольшое количество конкурентов на территории Южно-Восточной Азии.</p>	<p>Сильные стороны и возможности:</p> <p>1. Эффективное использование ресурсов производства.</p> <p>2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков).</p> <p>3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые</p>	<p>Слабые стороны и возможности:</p> <p>1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников.</p> <p>2. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ продукта.</p> <p>3. Модернизация оборудования.</p> <p>4. Внедрение технологии</p> <p>5. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений</p>

3. Высокое качество поставляемых ресурсов.	рынки сбыта товара за счет высокого качества продукции.	
Угрозы: 1. Увеличение уровня налогов. 2. Повышение требований к качеству продукции. 3. Несвоевременные поставки сырья и оборудования.	Сильные стороны и угрозы: 1. Применение оптимальной налоговой политики. 2. Внедрение менеджмента качества. 3. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.	Слабые стороны и угрозы: 1.Повышение цен на выпускаемую продукцию. 2.Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.

4.2 Планирование управления научно-техническим проектом

4.2.1 План проекта

Для выполнения проекта формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и исполнитель (бакалавр). Составлен перечень этапов и работ, распределены исполнители по видам работ. Этапы и содержание работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведены в таблице 4.3.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к.

зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} - 2t_{maxi}}{5} \quad (4.1)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} \quad (4.2)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (4.3)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;
 T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;
 $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (4.4)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году; ($T_{\text{кал}} = 366$);

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году; ($T_{\text{вых}} = 104$);

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году. ($T_{\text{пр}} = 15$);

$$k_{\text{кал}} = 366 / (366 - 104 - 15) = 1,48 \quad (4.5)$$

Все рассчитанные значения отражены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях; T_{pi}	Длительность работ в календарных днях; T_{ki}
	t_{min} , чел/дни	t_{min} , чел/дни	$t_{\text{ож}}$, чел/дни			
Составление ТЗ	1	3	2	Руководитель	2	3
Изучение литературы	15	20	17	Исполнитель	17	25
Выбор направления исследования	5	10	7	Исполнитель Руководитель	4	5

Календарный план.	1	2	1	Руководитель	1	2
Проведение теоретических расчетов	15	16	15	Исполнитель	15	23
Проведение экспертизы	25	29	27	Исполнитель	27	39
Сопоставление результатов	4	7	5	Исполнитель Руководитель	5	7
Оформление отчетов	1	3	2	Исполнитель	2	3
Подведение итогов	3	5	4	Исполнитель Руководитель	4	6
Заключение	2	4	3	Исполнитель	3	4
ИТОГО:					80	117

На основе таблицы 4.3 строится календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках выполнения проекта на основе таблицы 4.4 с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

Таблица 4.4–Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ											
				февр.			Март			апрель			май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление ТЗ	Руководитель	4												
2	Изучение литературы	Исполнитель	28												
3	Выбор напр. исслед.	Исполнитель Руководитель	6												
4	Календар. план.	Руководитель	4												
5	Провед. теор. расч.	Исполнитель	25												
6	Провед. экспер.	Исполнитель	43												
7	Сопостав. Результатов	Исполнитель Руководитель	4												
8	Офор. отчетов	Исполнитель	4												
9	Подвед. итогов	Исполнитель Руководитель	8												
10	Заключение	Исполнитель	5												



Исполнитель



Руководитель

4.2.2 Бюджет научного исследования

Расчет материальных затрат

При планировании бюджета проводимого исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета проводимого исследования используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты;
- затраты на специальное оборудование для выполняемых работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);

- печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m Ц_i \cdot N_{расхi} \quad (4.6)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

- $N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);
- $Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);
- k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы. Значения цен на материальные ресурсы могут быть установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями изготовителями (либо организациями-поставщиками).

Величина коэффициента (k_T), отражающего соотношение затрат по 58 доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15–25% от стоимости материалов. Материальные затраты, необходимые для данной разработки, заносятся в таблицу 4.5

Таблица 4.5 –Материальные затраты

Наименование	Ед.изм.	Количество			Цена за ед., руб			Затраты на материалы, (Зм), руб.		
		УПН	Ана-лог 1	Ана-лог 2	УПН	Ана-лог 1	Ана-лог 2	УПН	Ана-лог 1	Ана-лог 2
Коррозионной ингибитор	г	36	50	50	80,00	80,00	80,00	3312	4600	4600
Дезэмульгатор	г	45	60	57	70	70	70	3622,5	4830	4588,5
Канцелярские товары(бумага)	шт	4	4	3	2	2	2	9,2	9,2	6,9
Перчатки	шт	2	4	3	24	24	24	55,2	110,4	82,8
Колбы	шт	10	10	9	30	30	30	345	345	310,5
ИТОГО:								7343,9	9894,6	9588,7

Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводим в таблице 4.6

Таблица 4.6–Расчет основной заработной платы

Исполнители	Зб, руб.	k_p	Зм, руб	Здн, руб.	Тр, раб.дн.	Зосн, руб.
Руководитель	23264,86	1,3	30244,32	1519,0	16	24304,0
Исполнитель	6976,22			455,5	74	33706,1

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{\text{эп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} \quad (4.7)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно–техническим работником, раб. дн. (таблице 4.6);

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_M \cdot M}{F_d} \quad (4.8)$$

где Z_M – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M=11,2$ месяца, 5–дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6–дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала, раб.дн. (таблице 4.7).

Таблица 4.7–Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней –выходные дни –праздничные дни	118	118
Потери рабочего времени –отпуск –невыходы по болезни	24	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	223	199

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и

общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10–15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} \quad (4.9)$$

где $З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб; $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты; $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

В таблице 4.8 приведена форма расчета основной и дополнительной заработной

Таблица 4.8–Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Исполнитель
Основная зарплата	24304,0	33706,1
Дополнительная зарплата	3645,6	5055,9
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	27949,5	38762,0

4.2.3 Отчисления во внебюджетные фонды

4.2.4 Накладные расходы

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$З_{\text{внеб}} = K_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) \quad (4.10)$$

где $K_{\text{внеб}} = 30,2\%$ коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования). Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в таблице 4.9.

Таблица 4.9– Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Исполнитель
Зарплата	27949,5	38762,0

Отчисления на социальные нужды	8384,86	11628,60
--------------------------------	---------	----------

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}} \quad (4.11)$$

Где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Таблица 4.10–Расходы

Наименование статей	Сумма, руб		
	УПН	Аналог1	Аналог2
1. Материальные затраты НТИ	7343,9	9894,6	9588,7
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	58010,0		
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	8701,5		
4. Отчисления во внебюджетные фонды	20013,47		
5. Накладные расходы	15051,03	15459,14	15410,20
6. Бюджет затрат НТИ	109120	112079	111724

4.3 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования (таблица 4.11). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Таблица 4.11–Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Затраты по статьям					
Сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Накладные расходы	Итого плановая себестоимость
9894,6	58010,0	8701,5	20013,47	15459,14	112078,76
9588,7	58010,0	8701,5	20013,47	15410,20	111723,91

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{109120}{112078,76} = 0,974 \quad (4.12)$$

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{112078,76}{112078,76} = 1 \quad (4.13)$$

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{112078,76}{112078,76} = 1 \quad (4.14)$$

где I_{ϕ}^p – интегральный финансовый показатель разработки; Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения; Φ_{\max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_M^a = \sum_{i=1}^n (a_i \cdot b_i^a) \quad (4.15)$$

$$I_M^a = \sum_{i=1}^n (a_i \cdot b_i^p) \quad (4.16)$$

Где I_M^a – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i -го параметра; b_i^a, b_i^p – балльная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда	0,1	4	5	3
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	5	3
3. Помехоустойчивость	0,15	4	5	4
4. Энергосбережение	0,2	5	4	4
5. Надежность	0,25	4	5	4
6. Материалоемкость	0,15	5	5	3
ИТОГО	1	4,6	4,4	3,5

$$I_m^p = 4 \cdot 0.1 \cdot 4 \cdot 0.15 \cdot 4 \cdot 0.15 \cdot 5 \cdot 0.2 \cdot 4 \cdot 0.25 \cdot 5 \cdot 0.15 = 4,35 \quad (4.17)$$

$$I_1^A = 5 \cdot 0.1 \cdot 5 \cdot 0.15 \cdot 5 \cdot 0.15 \cdot 4 \cdot 0.2 \cdot 5 \cdot 0.25 \cdot 5 \cdot 0.15 = 4,8 \quad (4.18)$$

$$I_2^A = 3 \cdot 0.1 \cdot 3 \cdot 0.15 \cdot 4 \cdot 0.15 \cdot 4 \cdot 0.2 \cdot 4 \cdot 0.25 + 3 \cdot 0.15 = 3,9 \quad (4.19)$$

Интегральный показатель эффективности разработки $I_{\text{финр}}^p$ и аналога $I_{\text{финр}}^a$ определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_{\text{м}}^p}{I_{\text{ф}}^p} = \frac{4,35}{0,976} = 4,57 \quad (4.20)$$

$$I_{\text{финр}}^{a1} = \frac{I_{\text{м}}^{a1}}{I_{\text{ф}}^{a1}} = \frac{4,8}{1} = 4,8 \quad (4.21)$$

$$I_{\text{финр}}^{a2} = \frac{I_{\text{м}}^{a2}}{I_{\text{ф}}^{a2}} = \frac{4,35}{0,976} = 4,57 \quad (4.22)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (таблица 4.13). Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a1}} = \frac{4,47}{4,80} = 0,93 \quad (4.23)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a2}} = \frac{4,47}{4,91} = 0,91 \quad (4.24)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта; $I_{\text{мэ}}^p$ – интегральный показатель разработки; $I_{\text{мэ}}^a$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 4.13–Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Аналог 1	Разработка	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,976	0,997
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,8	4,35	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	4,8	4,47	3,91
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,93		1,14

4.4 Вывод по части финансовый менеджмент

В ходе выполнения данной работы были рассмотрены следующие вопросы:

- составление календарного плана проект, на основании которого была построена диаграмма Ганта;
- определение бюджета НТИ. При использовании УПН исполнения потребуется 109120 руб. – это наименьший показатель среди трех рассмотренных вариантов;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой эффективности исследования. У аналога 1 исполнения наилучшие показатели.

Разница среди затрат на бюджет НТИ трех исполнении большая. Наименьшая сумма – 109120 руб., а наибольшая – 112078,76 руб. Учитывая показатели ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности, целесообразно для проведения исследования будет выбрать аналог 1 исполнения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Валегдинову Назару Андреевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Анализ эффективности методов защиты промысловых трубопроводов от коррозии	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: нефтепромысловый трубопровод</p> <p>Область применения: система сбора и подготовки нефти на нефтяном месторождении X</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>–Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда</p> <p>–ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p> <p>–ГОСТ 21958-76. Система «человек-машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.</p> <p>–ГОСТ Р 50923-96. Дисплей. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения.</p> <p>–ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> –Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу; –Отклонения показателей климата на открытом воздухе; –Повышенный уровень шума на рабочем месте; <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> –Электрический ток

	–Пожаровзрывоопасность
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: – выброс газа и т.п. – производственные отходы. Гидросфера: – промышленные и бытовые стоки; – прорывы амбаров и отстойников в периоды паводков; – аварии во время технологических операций; – разлив нефти на воде т.п. Литосфера: – загрязнение почвы хим. веществами и т.п.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: пожары, взрывы, аварийные разливы нефти Наиболее типичная ЧС: пожары и взрывы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2021
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Валегдинов Назар Андреевич		

5 Социальная ответственность

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Объектом исследования является промысловые нефтепроводы, предназначенные для сбора и транспортировки продуктов из скважины. Рабочим местом является кустовая площадка на месторождении Х. Климат температурой воздуха; относительной влажностью воздуха. При эксплуатации средств защиты могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды на человека. Оказывается, негативное воздействие на природу. Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного характера.

В разделе «Социальная ответственность» глубоко проанализированы вопросы производственной безопасности (вредные факторы, опасные факторы), аспекты экологической безопасности, безопасности в чрезвычайных ситуациях, а также приводится комплекс правовых и организационных мероприятий, направленных на повышение безопасности.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2016 [17]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, 69 обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть

спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся в следствие продолжительного мускульного напряжения.

С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Рабочая область должна соответствовать ГОСТ 12.2.049-80 [19], которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя, или в обоих положениях. Работников необходимо обеспечить спецобувью, спецодеждой и другими защитными средствами, согласно Типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи спецобуви, одежды и других средств индивидуальной защиты, имеющих соответствующие сертификаты соответствия.

Работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для них предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб.

На месторождении X действует следующий нормативные документы по приложению №10.Номер ЛНД, Версия №ПЗ-05 Р-0905 ЮЛ-583, версия 1.00, Реквизиты утверждающего: Приказ №РНВ-283/лнд от 08.09.2017: Положение Месторождения X «Требования в области промышленной, пожарной, экологической безопасности и охраны труда к организациям, привлекаемым к работам и оказанию услуг на объектах Общества»

Разработка, установка, ремонт и использование электрооборудования должны происходить в соответствии с установленной техникой безопасности. Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II.

Производственное оборудование должно соответствовать требованиям технической эстетики. Цвета сигнальные и знаки безопасности.

5.2 Производственная безопасность

Выполнение данного вида работ сопровождается следующими вредны ми и опасными факторами согласно ГОСТ 12.0.003-2015:

Таблица 5.1–Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы Работ			Нормативные документы
	Разработк а	Изготовлен ие	Эксплуатац ия	
1.Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	+	+	+	– Требования к запыленности и загазованности приведены в ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [23].
2.Отклонения показателей климата на открытом воздухе	+	+	+	
3.Повышенный уровень шума на рабочем месте		+	+	
4.Электрический ток	+	+	+	
5.Пожаровзрывоопасность	+	+	+	<p>– Требования к отклонению показателей климата устанавливаются в СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [24].</p> <p>– Требования к безопасности связанные с повышенным уровнем шума устанавливают в ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ Шум. Общие требования безопасности [25].</p> <p>– Требования к электробезопасност и устанавливаются в ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ Электробезопаснос ть. Общие требования и</p>

				<p>номенклатура видов защиты [23].</p> <p>– Требования к пожаробезопасности и представлены в ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности [24].</p>
--	--	--	--	--

5.3 Анализ вредных производственных факторов

5.3.1 Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Главным источником формирования данного фактора является возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования при проведении сливноналивных операций, что может вызвать отравление парами углеводородов.

Таблица 5.2–Свойства сырья, готовой продукции и отходов производства

Наименование вещества	Характеристика токсичности	Предельно – допустимая Концентрация веществ в воздухе рабочей зоны мг/м3 (ГОСТ 12.1.005-88 [25])
Нефть	Пары обладают наркотическим действием; вызывают отравление; при контакте с кожей возможна пигментация	10 – при перекачке; 300– при хранении
Нефтяной газ	Оказывает физиологическое воздействие, напоминающее опьянение	300
Дизельное топливо	Мало токсично; раздражает слизистую оболочку и кожу человека	300
Ингибитор коррозии СМПХ	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40
Масло индустриально	Раздражает кожу и слизистую оболочку глаз	300
Деэмульсатор-Сепарол	Оказывает отравляющее воздействие на организм.	40
Тосол А-65	Не представляет опасности ингаляционных отравлений. Опасен при попадании вовнутрь	9,6

Безопасность при работах обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

1. Работники, производящие сливоналивные операции, должны быть обеспечены: костюмом брезентовым; сапогами кирзовыми; рукавицами брезентовыми; плащом непромокаемым; на наружных работах зимой 72 дополнительно; курткой хлопчатобумажной на утепляющей прокладке; брюками хлопчатобумажными на утепляющей прокладке;
2. Рабочее место (эстакада) должно быть обеспечено фильтрующим противогазом на случай аварийной ситуации.

5.3.3 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Микроклимат характеризуется: температурой воздуха; относительной влажностью воздуха; скоростью движения воздуха; интенсивностью теплового излучения от нагретых поверхностей

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. Климатические особенности месторождения X следующие: В холодный сухой период года от ноября по март следующего года температура воздуха колеблется от 22-27°C, относительная влажность воздуха составляет 65-68 %, а скорость движения воздуха от 10 до 20 м/с.

В теплый влажный период от апреля до октября температура воздуха составляет около 26-32°C, относительная влажность 87-89 %, а скорость движения воздуха от 30 до 60 м/с

5.3.4 Повышенный уровень шума на рабочем месте

При эксплуатации газлифтных скважин наблюдается повышенный уровень шума и вибрации. В результате длительного воздействия шума

иммунные реакции 73 организма и резистентность к инфекционным агентам снижается. Показательным фактором является то, что на местах нефтедобычи уровень заболеваемости простудными и инфекционными заболеваниями выше обычного на 20–50%.

Для снижения шумового фона применяются как коллективные методы, такие как экранирование рабочей зоны и звукоизоляция, так и индивидуальные средства защиты – наушники, вкладыши.

5.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим основные наиболее вероятные опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

Одним из наиболее опасных факторов при эксплуатации скважин и трубопроводов является электрический ток. Ток является опасным, так как 20 – 100Гц – ток наиболее опасен. Поэтому результатом воздействия на организм человека электрического тока могут быть электрические травмы, электрические удары, и даже смерть. Выделяют несколько видов электротравм: электрический ожог, металлизация кожи, механические повреждения, электрические знаки. Особую опасность представляют ожоговые травмы. Обычно они появляются в местах контакта с токовым проводником и приводят к кровотечениям и омертвлению тканей. При электроожогах лечение длится дольше в сравнении с термическими травмами, прогноз менее благоприятный. В следствие прохождения электрического тока через тела, мышцы рефлекторно сокращаются. Возможен разрыв кровеносных сосудов, нервов, вывихи и переломы.

Электрические метки появляются, если в области вхождения тока в тело присутствует металлический предмет, например, запонки или ремни. Форма метки может быть различной, но болевых ощущений она не вызывает. Для

защиты от поражения электрическим током используют следующие средства защиты:

- коллективные, такие как изоляция проводов, предупреждающие знаки, сигнализация и блокировка, контроль изоляции, заземление, автоматическое отключение;
- индивидуальные средства защиты, например, диэлектрические перчатки, изолирующие подставки, инструменты с изолированными рукоятками.

Возникновение пожара на промысле связано с тем, что при обработке ПЗП, употребляется кислотный раствор на нефтяной базе, а также не исключены возможность воспламенения оборудования (цистерн, автотранспортных средств и т.д.). Образование огневых шаров является одной из особенностей пожара на промысле (горение паровоздушных смесей углеводородов). Время образования огневых шаров колеблется от нескольких секунд до нескольких минут. Опасным фактором огневых шаров является тепловой импульс. Размеры шара, время его существования и величина теплового импульса зависят от количества сгораемого вещества.

Опасными факторами пожара, которые воздействуют на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления: взрыв; осколки; электрический ток; движущиеся части разрушившихся аппаратов. На взрывопожароопасных объектах план ликвидации возможных аварий (ПЛА) должен быть разработан руководством предприятия. ВПЛА с учетом специфических условий необходимо предусматривать оперативные действия персонала по исключению загораний или взрывов, предотвращению аварий и ликвидации аварийных ситуаций, безопасной эвакуации людей, не занятых в ликвидации аварии.

Насосные агрегаты и передвижные емкости должны быть расставлены согласно схеме, утвержденной главным инженером предприятия. Емкости располагаются на палубе корабля на расстоянии не менее 1 метра между собой

и другими грузами. Запрещается устанавливать агрегаты, оборудование и выполнять какие-либо работы в пределах охранной зоны воздушных линий электропередач.

5.5 Экологическая безопасность

Защита атмосферы. Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), УВ и их производные и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазопромыслах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты. Существенное влияние на атмосферу среди данных компонентов оказывает формальдегид, который имеет резкий запах и высокую токсичность, и диоксид серы, выделяющийся при сжигании угля или нефти с высоким содержанием серы.

Кроме того, непосредственно углеводороды и их производные могут попадать в атмосферу в результате негерметичностей оборудования, различного рода аварий, низкой надежности вспомогательных агрегатов или прорывах трубопроводов.

В настоящее время для контроля за наличием определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй – за период двадцатиминутного измерения.

С целью регулировать концентрацию вредных веществ в атмосфере (не должна превышать ПДК), пылегазовые выбросы рассеиваются через высокие трубы. Кроме того, введен предельно-допустимый выброс (ПДВ), который также четко контролируется на промыслах.

Защита гидросферы. Источниками нефтяного загрязнения водоемов могут стать: промышленные и бытовые стоки, прорывы амбаров и отстойников в периоды паводков, аварии во время технологических операций.

Любое загрязнение водоемов нефтепродуктами может привести к гибели водоплавающих птиц, некоторых видов животных, обитающих в водоемах, загрязнению околородной среды и др. Поступившая нефть в воде образует слой на поверхности, в результате чего легкие углеводороды испаряются в атмосферу.

Для оценки суммарного количество загрязнений в воде, которые поглощают кислород, введен показатель биохимической потребности в кислороде (БПК). Согласно СанПин 4630–88 [26], при 20 °С данный показатель не должен превышать 3 мг/л. Чтобы предотвратить выбросы нефтепродуктов в близлежащие водохранилища, при различных технологических операциях предусматривается подготовка промышленных стоков и дальнейшее использование в системе ППД, а также создаются очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства, септики).

Защита литосферы. Источниками загрязнения земель являются земляные амбары, шламнокопители и специальные площадки, в которые сбрасываются осадки с резервуаров и очистных сооружений, представляющие отложения тяжелых фракций нефти, парафино-смолистых веществ и всевозможных примесей, насыщенных нефтью, нефтепродуктами и химреакентами, а также твердых минеральных примесей. В этих шламах могут содержаться до 80—85 % нефти, до 50 % механических примесей, до 70 % минеральных солей и до 5% поверхностноактивных веществ.

Задумываться об охране земельных ресурсов необходимо со стадии экологической экспертизы проекта строительства нефтегазового комплекса, руководствуясь ведомственными строительными нормативами и СНиП 11-01-95 [27]. Если же все-таки происходят экстренные случаи, приводящие к загрязнению почвенных структур, то необходимо проводить рекультивацию

затронутых 77 производством земель в соответствии с ГОСТ 17.5.3.04-83 [28]. Кроме того, следует предусматривать ликвидацию отходов, остающихся после выполнения технологических операций, а также снижение влияния наиболее загрязняющих факторов.

5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На этапе сбора и транспорта нефти могут возникнуть следующие ЧС: пожары, взрывы, аварийные разливы нефти. Наиболее типичной чрезвычайной ситуацией являются пожары и взрывы.

Возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте:

1. наличие легковоспламеняющихся жидкостей и взрывопожароопасных паров;
2. наличие в котельной источника открытого огня и нагретых поверхностей;
3. возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования;
4. наличием электрооборудования;
5. наличие нагретых поверхностей оборудования и трубопроводов;
6. несоблюдение правил хранения смазочных масел и обтирочных материалов; возможность возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти друг о друга или со стенкой трубы.

Главная задача при возникновении пожара — его оперативная локализация. Небольшие загорания, а также пожары в начальной стадии могут быть успешно ликвидированы обслуживающим персоналом первичными средствами пожаротушения: порошковые и углекислотные огнетушители, асбестовые полотна, грубошерстные ткани (кошма, войлок), песок.

Для локализации и ликвидации пожара должны использоваться стационарные средства пожаротушения. Проектом предусматриваются следующие виды пожаротушения: водяное, пенное и порошковое.

При работе на взрывопожароопасном производстве безопасность работающего персонала должна обеспечиваться:

- конструктивно- планировочным решением помещений, гарантирующим возможность осуществления быстрой эвакуации людей и ограничивающим распространение пожара;
- постоянным содержанием в надлежащем состоянии специального оборудования, способствующего успешной эвакуации людей в случае пожара;
- ознакомлением всех работающих с основными требованиями пожарной безопасности и мерами личной предосторожности, которые необходимо соблюдать при возникновении пожара, а также планом эвакуации людей из помещения;
- установлением со стороны администрации систематического контроля за строжайшим соблюдением мер предосторожности при ремонтных работах, эксплуатации электроприборов, электроустановок и отопительных систем.

5.7 Вывод по части социальная ответственность

Для данного проведенного исследования выявлены следующие возможные вредные факторы: отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; возникновение токсических веществ в рабочей зоне; тяжесть и напряженность физического труда; Пожаровзрывоопасность; поражение электрическим током; чрезмерный шум.

Руководители, главные специалисты, а также специалисты техконтроля должны осуществлять технические и санитарно гигиенические мероприятия, чтобы поддерживать безопасность на объекте, а также осуществлять контроль соблюдения техники безопасности персоналом и своевременно проводить инструктаж.

Заключение

Природа жидкости, водородный показатель, наличие солей в составе, является основной характеристикой коррозионной агрессивности водной фазы.

На сколько сильно влияют эти факторы на коррозионную агрессивность можно узнать, учитывая температуру, давление, структуру газожидкостной смеси и всех тех факторов от которых зависит появление коррозии.

При анализе транспортируемой водной фазы по трубопроводам месторождения X выявлено что есть вероятность выпадения карбоната кальция в осадок.

Произведен расчет скорости коррозии на данном месторождении, что показывает среднюю потерю массы в $0,4044 \frac{\text{г}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}$, что является высоким значением, следовательно борьба с коррозией очень важна на этом месторождении. Благодаря программе Unisim Design был смоделирован трубопровод Месторождения X и выявлены 5 участков с расслоенным режимом течения, то есть опасным с точки зрения развития внутренней коррозии на данном участке.

Благодаря изменения диаметров в меньшую сторону, а именно на 57х5 мм можно добиться переходного режима течения, что поспособствует безаварийной работе трубопроводов.

Если же уменьшение диаметра невозможно до таких размеров к примеру, в силу высокой водообводненности, то можно прибегнуть к методу ингибиторной защиты.

Основной причиной аварийности трубопроводов системы нефтесборная является внутренняя коррозия металла. В 70-80-е годы область применения средств антикоррозионной защиты трубопроводов ограничивалась в основном закачкой ингибиторов коррозии, которые занимали в отрасли монопольное положение.

Одним из способов коррозионных исследований является определение структуры течения потока в трубопроводах, т.е. определение связи структуры течения ГЖС (газо-жидкостная смесь) с коррозией.

Расчетным путем определяется структура водонефтяной смеси. В данном случае под структурой понимается взаимное расположение воды и нефти в потоке.

Считается, что структура, при существовании которой вода находится во взвешенном состоянии в потоке и не образует водяного подслоя или отдельных скоплений в трубопроводе (застойных зон) и часто называемая эмульсионной или антикоррозионной, является благоприятной с точки зрения снижения интенсивности коррозионных процессов.

Структура потока, при которой имеют место скопления воды в пониженных частях трубопровода (застойные зоны) и часто называемая расслоенной, является неблагоприятной (коррозионной), способствующей интенсификации коррозионных процессов.

В условиях месторождения при высокой обводненности продукции скважин застойные зоны ассоциируются лишь с существованием расслоенного потока. Эмульсионные структуры, как таковые, исключают существование названных зон, но не исключают общую внутреннюю коррозию трубопроводов, ибо в рассматриваемых случаях, когда значение обводненности превышает значение, соответствующее точке инверсии фаз, в трубопроводах имеют место эмульсии прямого типа, то есть существует постоянный контакт внутренней полости трубопроводов с пластовой водой. Таким образом, создание антикоррозионных структур полностью не снимает коррозионную проблему, но снижает ее остроту.

Имеются зависимости для определения наличия застойных зон воды (водных скоплений) или условий их существования.

Каждая из них справедлива для одних условий разработки (определенных физико-химических характеристик добываемых флюидов) и

дает большие расхождения с опытом в других условиях разработки. Это обстоятельство вполне оправдано и объяснимо.

Список использованных источников

1. NACE SP0207-2007, Performing close-interval potential surveys and DC surface potential gradient surveys on buried or submerged metallic pipelines/ NACE SP0207-2007. – Elsevier, 2007. – 200 p. – ISBN: 1-57590-211-7.
2. Марченко А.Ф. О коррозии трубопроводной стали и магистральных трубопроводов в различных почвенно-климатических условиях // Защита металлов. – 1995. – том 31. – № 2. – С. 161. – ISBN: 8-43534-456-7. – Текст: непосредственный
3. Сваровская Н. А. Подготовка, транспорт и хранения скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 268с. – ISBN 5-98298-072-2. – Текст: непосредственный
4. Промысловые трубопроводы и оборудование: Учебное пособие для вузов / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. – М.: ОАО «издательство “Недра”», 2004. – 662с. – ISBN: 5-247-03884-3. – Текст: непосредственный
5. Zhao G.X, et al., 'Formation Characteristic of CO₂ Corrosion Product layer of P110 Steel Investigated by SEM and Electrochemical Technique/ Iron and steel research International, Year 2009. 16 (4): p. 89-94.
6. Hunnik E.W.J, V., Pots.B.F.M, and Hendriksen.E.L.J.A / The Formation of Protective FeCO₃ Corrosion Product Layers in CO₂ Corrosion. Corrosion/96, 1996: p.6. – ISBN: 96006 1996 CP.
7. Gray L.G.S, et al., Effect of pH and Temperature on the Mechanism of Carbon Steel Corrosion by Aqueous Carbon Dioxide/Corrosion/90.1990. P. 40(Houston, TX: NACE International, 1990). – ISBN:4-34567-893-7
8. Новиков Д.А., Кох А.А. Гидродинамические условия и вертикальная гидрогеохимическая зональность подземных вод в западной части Хатангского артезианского бассейна // Водные ресурсы. 2014. Т. 41. № 4. С. 1-11. – ISSN: 0321-0596. Текст: непосредственный

9. Маркин, А.Н. CO₂–коррозия нефтепромыслового оборудования/ А.Н. Маркин. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – стр. 19-25. – ISBN: 5-88595-091-1. Текст: непосредственный
10. Jones, L. W., Corrosion and Water Technology for Petroleum Producers, Tulsa, Okla/ Oil and Gas Consultants International, 1988. P.318. – ISBN-10: 0930972090.
11. Hackerman, N., and Snaveley, E. S., Inhibitors, in Brasunas, A. de S. (ed.), Corrosion Basics – Houston, Tex., NACE International, 1984, pp. 127–146. – DOI: 10.4236/cc.2021.91003.
12. Турдыматов, А.А. Эффективность химической ингибиторной защиты в борьбе с внутренней коррозией промысловых трубопроводов/А.А. Турдыматов, Н.Х. Абдрахманов, К. Н. Абдрахманова. – Текст: электронный // нефть и газ. – 2016. – № 3. – с.146. URL:<http://ogbus.ru>. – режим доступа: научный журнал нефтегазовое дело.
13. Медведев В.Ф., Условие полного эмульгирования пластовой воды и нефти в трубопроводе// РНТС. Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. / В.Ф. Медведев, А.И. Гужов, В.И. Бойко -1984. -№2,-С.11-13. – ISBN: 432-453423-221-1. – Текст: Непосредственный
14. Пергушев Л.П. Исследование влияния дисперсных характеристик обратных нефтяных эмульсий на технологические параметры процессов сбора и подготовки нефти: дис. ...канд. Тех. Наук / Пергушев Лаврентий Павлович. – Бугульма, 2000. – стр.145-150. – Текст: непосредственный.
15. Маркин, А.Н. CO₂–коррозия нефтепромыслового оборудования/ А.Н. Маркин. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – стр. 68-69. – ISBN: 5-88595-091-1. Текст: непосредственный
16. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров: учебник для вузов / М.В. Кузнецова, В.Ф. Новоселова, П.И. Тугунов [и др.]. – Москва: Недра,1999. – 238с. – ISBN: 7-45678-456-8/ – Текст: непосредственный

17. Шишмина Л.В. Сбор и подготовка продукции нефтяных скважин / Курс лекций – ТПУ, 2000. – С.21.
18. Модульные операции Unisim Design. – Изд-во AspenTech, 2006. – 752 с.
19. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования – М.: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 39с.
20. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны – М.: Министерство юстиции Российской Федерации, 2018. – 170с.
21. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений – М.: Минздрав России, 2001. – 20с.
22. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ Шум. Общие требования безопасности – М.: Стандартиформ, 2015. – 50с.
23. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты – М.: Стандартиформ, 2013. – 20с.
24. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности – М.: Министра нефтяной промышленности, 1987. – 154с
25. ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89) – М.: Стандартиформ, 2008. – 50с
26. СанПин 4630-88 Санитарные правила и нормы охраны поверхностных вод от загрязнения. – М.: Министерство здравоохранения СССР, 1988 – 59с
27. СНиП 11-01-95 Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений – М.: Минстрой России, 1995. – 10с.
28. ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы (ССОП). Земли. Общие требования к рекультивации земель – М.: Стандартиформ, 1984. – 11с.

29. Электронный научный журнал «ИНЖЕНЕРНАЯ ПРАКТИКА». 2010. №6
<http://glavteh.ru/issue/инженерная-практика-2010-06/>» страница 35
30. Min Dai, «In situ mathematically simulation for CO₂ internal corrosion in wet natural gas gathering pipelines system by HYSYS»/ Min Dai. – Текст:электронный//sciencedirect.com: [сайт]. – 2016. – октябрь. –URL: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1350630721000534>.